企业变电站建设与标准化运维管理手册

党根元 编著



机械工业出版社
CHINA MACHINE PRESS

企业变电站建设与标准化运维管理手册

党根元　编著

机 械 工 业 出 版 社

本书详细介绍了企业变电站的建设流程、标准、管理制度，全面系统编制了企业变电站运维管理所需的各项制度和操作规程。

本书分上下两篇，共14章。上篇为建设篇，包括第1～4章，内容有变电站建设的流程、办理各流程手续时应注意的事项、变电站设备安装与验收相关标准摘录，以及变电站建设、验收、启动等阶段的管理制度。下篇为运维管理篇，包括第5～14章，内容有岗位职责、安全管理、运行管理、设备管理、设备运行操作规程、系统异常及事故处理规程、技术管理、培训管理、智能变电站新技术新设备等变电站投运后的各种管理制度、操作规程。

本书从用户管理角度考虑，编写过程中参阅了近700项标准和文件，追根溯源，内容全面系统，操作性强，大部分制度条款读者可直接拿来使用。本书可满足10～220kV企业变电站（用户站）建设与运行维护管理方面技术人员的需要，也可供变电站安装施工、监理、培训等人员使用，还可供高职院校师生、电力系统变电站建设及运行管理人员参考。

图书在版编目(CIP)数据

企业变电站建设与标准化运维管理手册/党根元编著. —北京：机械工业出版社，2016.5
ISBN 978-7-111-53578-2

Ⅰ.①企… Ⅱ.①党… Ⅲ.①变电所—电力系统运行—标准化—技术手册 Ⅳ.①TM63-65

中国版本图书馆CIP数据核字（2016）第080304号

机械工业出版社(北京市百万庄大街22号 邮政编码100037)
策划编辑：付承桂 责任编辑：朱 林
责任校对：陈延翔 封面设计：马精明
责任印制：常天培
北京圣夫亚美印刷有限公司印刷
2016年6月第1版第1次印刷
184mm×260mm · 38印张 · 2插页 · 942千字
标准书号：ISBN 978-7-111-53578-2
定价：129.00元

凡购本书，如有缺页、倒页、脱页，由本社发行部调换

电话服务 网络服务
服务咨询热线：010-88361066 机 工 官 网：www.cmpbook.com
读者购书热线：010-68326294 机 工 官 博：weibo.com/cmp1952
010-88379203 金 书 网：www.golden-book.com
封面无防伪标均为盗版 教育服务网：www.cmpedu.com

前　言

普通企业变电站与电力系统变电站相比有很大的不同。在建设阶段，变电站总投资一般不到整个项目（工厂）直接采购电气设备投资的10%，但甲方（业主）负责电气方面的领导为此所花费的精力一般要占到全厂电气建设的50%甚至80%以上。即便如此，有时仍然会出现由于企业领导对变电站建设的难度、复杂性认识不足，具体负责的技术人员对电力系统办事流程了解不够，加之手续繁杂、专业技术要求高等多种原因，导致变电站建设严重滞后，进而造成整个投资几亿甚至几十亿元的项目投产日期被迫推迟的事情。变电站送电投运初期，面临建立相关制度对变电站规范管理、运行人员技术有待提高和厂内生产线设备调试、试生产等诸多工作，同时由于变电站管理涉及专业较广、规范规程很多，针对工矿企业变电站管理的参考书籍又很少，这就更加重了电气人员的工作难度和负担。

变电站建成投运之后，由于规模、设备、人员、变电站管理在全部工作中所占比例等的不同，造成在管理上也有很大差别。例如，在人员配置方面，一般企业变电站运行人员按四班三运转，每班只配一名女工值班，这些人员大部分不具备电气相关专业学历；而电网系统大部分变电站都实现了无人值守，并且正在进行智能化改造，还加装了在线监测装置，即便有人值班，大部分都是对口专业大专以上甚至研究生学历人员培训后上岗的且至少两名以上人员值班。管理人员方面，一般企业将总降压变电站纳入设备处（设备部）直接管理，设备处处长由机械专业人员担任，电气技术人员任副处长，该副处长可以说是行政级别最高的电气方面的领导。“电气为机械服务，机械为生产服务，生产第一”，所以很多生产企业，总经理都是由生产工艺技术出身的人员担任。在日常管理工作占比方面，变电站工作在电气管理中占比可能不超过10%。负责电气方面的领导的精力主要用于全厂电气设备的整体管理及生产线上大型成套设备的电气控制系统（有的生产工艺段单套设备PLC控制点就达1000点以上，控制相当复杂）、自动化仪表及DCS、成套电气设备（如大功率高压变频器、大型直流传动系统）等重点电气设备的维护管理，在遇到分厂处理不了的技术难题时要第一时间赶到现场指导帮助分析解决问题。这就要求负责电气方面的领导技术非常全面且必须有足够的深度。由于变电站设备都是静止的，与工厂生产系统电气设备相比，可靠性很高，故障率也很低，所以此企业并没给予足够的重视。但实际上，与电力系统相同电压等级的变电站相比，其故障率、隐患概率、缺陷率要高得多，管理水平也有不小的差距，甚至某些220kV企业变电站也是如此。特别是企业变电站的10kV、35kV或66kV配出回路，其故障跳闸频率远远高于电力系统。

在供电系统，由于专业划分很细，各种制度、规范等都是针对某一专业的，目前没有也无必要汇集制订综合性的涉及各专业的管理制度及规范。常见的则是两大电网公司或省级、地市级公司根据专业需要编写的各种制度文件汇编，用于供电企业内部营销、运行、安监等相关专业部门。对用户来说，一般不易见到，也不适用；而公开出版发行也都是针对供电系

统内部某一岗位或专业的。作者自1986年毕业至今，一直从事工业企业电气设备维护及运行管理工作。特别是自2002年起，先后在某行业三家大型集团公司下属的6省8地共8家工厂工作，并全程负责其中5个项目电气方面的建设管理工作。这8家工厂供电单位分属国家电网公司的东北、华北、华中、华东、西北五大区域和南方电网公司。作者在多年的工作过程中对电气人员的困惑深有感触，也曾接触到不少用电企业电气技术人员，由于对各相关标准（规范、规程）、法规（法律、国务院条例）、文件（国务院各部委文件）及供电企业的标准、文件了解较少，不知道有哪些标准、法规、文件，也不知道供电企业有哪些文件、规定及其有何依据，是否合理，更不知道从哪里能找到这些东西，在与供电企业工作交往中，有时感到力不从心。结果是企业利益受损，领导不满意，自己也不满意。这是作者下决心编写这本书的主要原因，希望能达到提高变电站管理水平，减轻管理人员负担的编写目的。

全书分上下两篇，共14章。上篇为建设篇，包括第1～4章，下篇为运维管理篇，包括第5～14章。根据读者工作需要，还可分为5个部分：一、变电站建设流程及相关手续办理注意事项，包括第1、2两章。二、变电站设备安装工程施工及验收规范（GB），包括第3章，**其中强制性条文用黑体字标出**。这些规范是变电站安装施工、验收、监理等工作的依据，也是投运后进行日常巡视、专项安全检查、完善升级、改造扩建等工作所需标准依据中的重要部分。实际变电站建设工作中，不论是中间验收还是竣工验收，供电部门都会提出一些问题，特别是竣工验收，有时业主（用户）眼看辛辛苦苦建设的变电站马上就要送电了，结果供电部门相关专业却又提出设备、土建、安装施工、启动准备等方面的很多问题，业主认为有些提法太极端，是“有想法”、故意刁难等。实际上，这些问题基本上都是安装施工验收规范中规定的且大部分是强制性条款，只是业主不清楚、安装公司没做到位罢了。三、变电站的各种管理制度，包括第4～9章、12、13章，共8章。四、变电站的各种操作规程及事故处理规程，包括第10、11两章。五、智能变电站新技术新设备，包括第14章，这是变电站新建、扩建、技术升级改造等的发展方向。

本书第1、2、14章采用介绍、论述的方式编写，以法规、标准为基础，介绍相关规定、概念、术语和功能规范等，并尽可能提出管理要求及注意事项，是实用性质的介绍论述。第4～13章编写时仿照国家标准（GB/T 1.1—2009）编写体例并参考了两大电网公司及国内一些知名企业集团（如大唐、中石化、宝钢等）下属企业的相关制度，其中大部分内容是作者在多年工作过程中起草的相关制度的完善和汇总。另外，作者根据自己的工作经验，从实际工作出发，对一些易混淆的重要概念（如安全电压、中压、高压等）、重要数据（如变压器过负荷运行时间等）、重要文件（如各种政府基金及附加电价）等进行了追根溯源式的辨析说明；对大家普遍感到困惑的问题，如高可靠性供电费、电费管理、变电站节电管理、余热发电（自备电厂）并网管理等，进行了专题性论述。

本书的编写原则是“科学严谨、追根溯源，实用、易用、够用、可以拿来直接使用，系统全面、适当超前”。本书的最大特点之一是在编写时以各相关标准、法规、文件为依据。因为，再经典的教材、再权威的工具书都无法和标准相比，只有标准、法规才是最终的正确答案，最终的裁判。因此本书在编写过程中先后浏览了近700项标准、法规和文件，书

中出现的即有完整标准（文件）名称和标准（文件）号的有400多项，书末附录C分类列出了比较重要的200项目录清单。这样做有3个目的：一是当相关标准有较大变化时，读者也可对所采用的本书中的相关制度进行修订，与时俱进；二是读者在了解熟悉相关标准后，也可根据变电站实际情况自己动手编写出具有较高水平、规范化、精细化、操作性强的相关制度，“授人以渔”；三是希望读者在管理工作中对标准、法规、文件给予足够的重视，不能总是“权威书上就是这样写的”或“按道理应该是这样”，大部分制度条文只有找到了法规、标准依据才算是达到了追根溯源，才能知其然知其所以然。

在适用性方面，它可满足10～220kV企业变电站（用户站）建设与管理方面的需要，读者可根据企业变电站的规模、设备等实际情况，选取其中部分条款直接拿来使用，即只需对本书做“减法”，基本不需做“加法”再添加其他内容条款。

由于作者水平有限，手册中错误和不足在所难免，真诚地希望各位读者不吝指正。

作 者

目　　录

前　言

上　篇　建　设　篇

第 1 章　变电站的建设流程概述 …… 2
1.1　变电站建设概述 …… 2
1.2　我国电网区域划分 …… 2
1.3　业扩的概念及相关文件 …… 3
1.3.1　业扩的相关概念 …… 3
1.3.2　业扩的相关法规标准文件 …… 3
1.4　高压用户变电站审批建设投运流程 …… 5
1.5　供电服务 …… 6
第 2 章　变电站建设重点流程说明 …… 7
2.1　变电站的初步方案 …… 7
2.1.1　变电站位置 …… 7
2.1.2　供电电压等级 …… 7
2.1.3　主变压器容量的确定 …… 10
2.1.4　建成后变电站的运行管理模式 …… 10
2.2　业扩报装管理及客户报装资料清单 …… 11
2.2.1　供电部门业扩报装工作原则 …… 11
2.2.2　供电部门对业扩报装管理权限的划分 …… 11
2.2.3　供电企业对业务受理的要求 …… 12
2.2.4　业扩办理时限及各职能部门职责分工 …… 12
2.2.5　客户申请应提供的资料清单 …… 15
2.3　申请资料的传递及补充完善 …… 18
2.4　现场勘察及供电方案确定 …… 18
2.4.1　现场勘察 …… 18
2.4.2　电力客户分级及多路电源配置 …… 18
2.4.3　供电方案答复及组成 …… 20
2.5　勘察设计合同签订 …… 21
2.5.1　客户报装工程“三不指定” …… 21
2.5.2　合同签订注意事项 …… 22
2.6　设计审核 …… 23
2.6.1　设计合同签订之后设计院要做的工作 …… 23
2.6.2　注意供电公司的特殊要求 …… 24
2.6.3　客户的要求 …… 24
2.6.4　谐波评估 …… 24
2.6.5　初设审查项目 …… 26
2.6.6　设计单位资质审核 …… 28
2.7　业务收费及高可靠性供电费用 …… 28
2.7.1　业务收费项目 …… 28
2.7.2　高可靠性供电费 …… 29
2.8　监理、安装施工单位确定 …… 31
2.8.1　监理 …… 31
2.8.2　安装 …… 31
2.9　设备订货及监造 …… 36
2.9.1　设备订货 …… 36
2.9.2　设备监造及技术监督 …… 36
2.10　安装及中间检查 …… 37
2.10.1　安装 …… 37
2.10.2　继保参数定值计算 …… 37
2.10.3　中间检查 …… 38
2.11　竣工检验 …… 39
2.11.1　竣工检验组织 …… 39
2.11.2　客户报送工程竣工验收申请 …… 39
2.11.3　客户受电工程竣工后客户应提供的资料 …… 39
2.11.4　竣工检验范围 …… 39
2.11.5　竣工检验内容 …… 40
2.11.6　竣工检验项目及标准 …… 41
2.11.7　竣工检验及下达结论 …… 42
2.11.8　各种运行记录 …… 42
2.11.9　其他 …… 43
2.12　装表与接电 …… 43
2.12.1　装表 …… 43
2.12.2　接电 …… 44
2.13　高压供用电合同及调度协议 …… 45
2.13.1　概述 …… 45
2.13.2　居民用电和非居民用电 …… 45

2.14 送电后的其他工作 …… 46
2.15 新建变电站所需的相关费用 …… 48
第3章 变电站电气设备安装验收及监理 …… 50
3.1 高压电器 …… 51
3.1.1 总的规定 …… 51
3.1.2 SF_6 断路器 …… 52
3.1.3 气体绝缘金属封闭开关设备（GIS） …… 56
3.1.4 真空断路器和高压开关柜 …… 62
3.1.5 断路器的操动机构 …… 64
3.1.6 隔离开关、负荷开关及高压熔断器 …… 68
3.1.7 避雷器和中性点放电间隙 …… 71
3.1.8 干式电抗器和阻波器 …… 72
3.1.9 电容器 …… 73
3.2 变压器、电抗器、互感器 …… 76
3.2.1 一般规定 …… 76
3.2.2 变压器、电抗器 …… 77
3.2.3 互感器 …… 89
3.3 母线装置 …… 91
3.3.1 总则 …… 91
3.3.2 母线安装 …… 93
3.3.3 绝缘子与穿墙套管安装 …… 101
3.3.4 工程交接验收 …… 102
3.4 电缆线路 …… 102
3.4.1 总则 …… 103
3.4.2 电缆及附件的运输与保管 …… 103
3.4.3 电缆线路附属设施和构筑物的施工 …… 104
3.4.4 电缆的敷设 …… 106
3.4.5 电缆附件的安装 …… 114
3.4.6 电缆线路防火阻燃设施的施工 … 116
3.4.7 工程交接验收 …… 117
3.5 接地装置 …… 118
3.5.1 总则 …… 118
3.5.2 术语和定义 …… 119
3.5.3 电气装置的接地 …… 120
3.5.4 工程交接验收 …… 131
3.6 盘、柜及二次回路接线 …… 131
3.6.1 基本规定 …… 131
3.6.2 盘、柜的安装 …… 133
3.6.3 盘、柜上的电器安装 …… 134
3.6.4 二次回路接线 …… 135
3.6.5 盘、柜及二次系统接地 …… 136
3.6.6 质量验收 …… 137
3.7 蓄电池 …… 137
3.7.1 基本规定 …… 137
3.7.2 阀控式密封铅酸蓄电池组 …… 138
3.7.3 镍镉碱性蓄电池组 …… 140
3.7.4 质量验收 …… 142
3.8 架空电力线路 …… 143
3.8.1 工程验收与移交 …… 144
3.8.2 安全距离要求 …… 147
3.9 交接试验 …… 153
3.9.1 总则 …… 153
3.9.2 同步发电机及调相机 …… 154
3.9.3 直流电机 …… 158
3.9.4 中频发电机 …… 159
3.9.5 交流电动机 …… 160
3.9.6 电力变压器 …… 162
3.9.7 电抗器及消弧线圈 …… 167
3.9.8 互感器 …… 168
3.9.9 油断路器 …… 172
3.9.10 空气及磁吹断路器 …… 175
3.9.11 真空断路器 …… 176
3.9.12 SF_6 断路器 …… 177
3.9.13 SF_6 封闭式组合电器 …… 178
3.9.14 隔离开关、负荷开关及高压熔断器 …… 179
3.9.15 套管 …… 180
3.9.16 悬式绝缘子和支柱绝缘子 …… 181
3.9.17 电力电缆线路 …… 182
3.9.18 电容器 …… 184
3.9.19 绝缘油和 SF_6 气体 …… 185
3.9.20 避雷器 …… 187
3.9.21 电除尘器 …… 188
3.9.22 二次回路 …… 189
3.9.23 1kV 及以下电压等级配电装置和馈电线路 …… 190
3.9.24 1kV 以上架空电力线路 …… 190
3.9.25 接地装置 …… 190
3.9.26 低压电器 …… 191
3.10 输变电设备状态检修试验规程 …… 194
3.10.1 油浸式电力变压器和电抗器 …… 195
3.10.2 SF_6 气体绝缘电力变压器 …… 201

3.10.3 干式变压器、电抗器和消弧线圈 …… 203
3.10.4 电流互感器 …… 204
3.10.5 电磁式电压互感器 …… 207
3.10.6 电容式电压互感器 …… 209
3.10.7 高压套管 …… 211
3.10.8 SF_6 断路器 …… 213
3.10.9 气体绝缘金属封闭开关设备（GIS） …… 216
3.10.10 少油断路器 …… 218
3.10.11 真空断路器 …… 219
3.10.12 高压开关柜 …… 220
3.10.13 隔离开关和接地开关 …… 222
3.10.14 耦合电容器 …… 224
3.10.15 高压并联电容器和集合式电容器 …… 225
3.10.16 金属氧化物避雷器 …… 226
3.10.17 电力电缆 …… 228
3.10.18 接地装置 …… 232
3.10.19 串联补偿装置 …… 233
3.10.20 变电站设备外绝缘及绝缘子 … 235
3.10.21 输电线路 …… 236
3.10.22 绝缘油试验 …… 240
3.10.23 SF_6 气体湿度和成分监测…… 243
第4章 变电设备基建、验收及启动阶段的管理 …… 247
4.1 基本要求 …… 247
4.2 变电设备工程建设过程的管理 …… 247
4.3 总降新设备的交接验收 …… 248
4.4 新设备交接验收后的运行管理 …… 248
4.5 新设备启动必须具备的条件 …… 249
4.6 新设备启动过程管理 …… 249

下 篇 运维管理篇

第5章 总降运行操作维护规程总则 … 252
第6章 岗位职责 …… 254
6.1 总降岗位人员配置 …… 254
6.2 总降主管（所长）职责 …… 254
6.3 班长职责 …… 255
6.4 值班人员职责 …… 255
第7章 安全管理 …… 257
7.1 安全管理目标 …… 257
7.2 总降供电系统失电应急预案 …… 257
7.2.1 目的 …… 257
7.2.2 工作原则 …… 257
7.2.3 组织及处理 …… 258
7.2.4 应急准备 …… 260
7.2.5 应急处理要求 …… 260
7.2.6 后期处理 …… 260
7.3 供电系统失电应急预案演练方案 …… 261
7.3.1 演练目的 …… 261
7.3.2 演练时间 …… 261
7.3.3 演练地点 …… 261
7.3.4 演练方式 …… 262
7.3.5 演练要求 …… 262
7.3.6 演练领导小组 …… 262
7.3.7 准备工作 …… 262
7.3.8 主要演练步骤 …… 262
7.3.9 总结评价 …… 262
7.3.10 附件 …… 263
7.4 工作票 操作票管理制度 …… 268
7.4.1 总则 …… 268
7.4.2 倒闸操作术语与状态定义 …… 269
7.4.3 “两票”通用管理规定 …… 274
7.4.4 工作票的填写与签发 …… 276
7.4.5 工作票的管理 …… 279
7.4.6 工作票的检查与考核 …… 280
7.5 倒闸操作安全规程 …… 280
7.5.1 倒闸操作管理规定 …… 280
7.5.2 倒闸操作的九个基本条件 …… 281
7.5.3 倒闸操作的基本要求 …… 282
7.5.4 倒闸操作执行程序 …… 282
7.6 防误闭锁（五防）装置管理 …… 285
7.7 高压设备工作的基本要求 …… 286
7.7.1 电气设备按电压分类 …… 286
7.7.2 相关标准中高压、低压及安全电压、特低电压等的定义 …… 286
7.7.3 一般安全要求 …… 288
7.7.4 高压设备的巡视 …… 289
7.7.5 高压设备导电体附近的工作 …… 289
7.8 保证安全的组织措施 …… 289

7.8.1 保证安全的组织措施的八项制度 …… 289
7.8.2 查活及交底制度 …… 290
7.8.3 工作许可制度 …… 290
7.8.4 工作监护制度 …… 291
7.8.5 工作间断及转移制度 …… 292
7.8.6 作业终结与送电制度 …… 293
7.8.7 调度管理制度 …… 294
7.9 保证安全的技术措施 …… 294
7.9.1 保证安全的技术措施的五项制度 …… 294
7.9.2 停电制度 …… 294
7.9.3 验电制度 …… 295
7.9.4 放电制度 …… 295
7.9.5 装设接地线制度 …… 296
7.9.6 悬挂标示牌和装设临时遮栏（围栏）制度 …… 297
7.10 二次系统工作安全规程 …… 298
7.11 保卫制度 …… 300
7.12 消防管理制度 …… 300
7.12.1 消防责任制 …… 300
7.12.2 消防管理 …… 301
7.12.3 消防器材配置及管理 …… 302
7.13 防汛、防风、防寒工作管理 …… 307
7.14 防污闪管理 …… 308
7.15 防小动物管理 …… 309
7.16 安全工器具和一般工器具的管理 …… 309
7.16.1 安全工器具的分类 …… 309
7.16.2 安全工器具的保管 …… 310
7.16.3 总降工器具安全检查和使用要求 …… 311
7.16.4 安全工器具的配置标准 …… 314
7.16.5 安全工器具的试验 …… 315
7.16.6 一般电气工器具的检查使用 …… 317
7.17 安全标志牌管理 …… 320
7.17.1 安全色及其含义 …… 320
7.17.2 安全标志 …… 320
7.17.3 电气标示牌样式 …… 321
7.17.4 安全标志牌管理 …… 322
7.18 危险品管理 …… 322
7.19 反违章管理 …… 322
7.19.1 总则 …… 322
7.19.2 违章的分类 …… 323
7.19.3 反违章管理制度 …… 323
7.19.4 常见违章行为举例 …… 326
7.19.5 总降常见电气习惯性违章行为管理 …… 331
7.19.6 建立违章库 …… 333
7.20 安全文件管理及安全活动 …… 333
第8章 运行管理 …… 334
8.1 变电所值班人员应具备的基本条件 … 334
8.2 值班制度 …… 334
8.3 交接班制度 …… 335
8.3.1 交接班流程 …… 335
8.3.2 交班准备工作 …… 336
8.3.3 交接班记录 …… 336
8.3.4 交接班条件 …… 337
8.3.5 交接班 …… 337
8.3.6 交接班结束 …… 338
8.4 卫生制度 …… 338
8.5 巡回检查制度 …… 339
8.6 电费管理制度 …… 339
8.6.1 电费支付与统计 …… 339
8.6.2 电量抄录及对表 …… 340
8.6.3 主变压器报停节约基本电费 …… 341
8.6.4 电价相关政策 …… 341
8.7 变电站节电管理 …… 348
8.7.1 变电站节电的方法 …… 348
8.7.2 变压器的最高效率及最佳负荷率 …… 349
8.7.3 提高变压器运行经济效益的方法及算例 …… 351
8.8 运行分析制度 …… 359
第9章 设备管理 …… 360
9.1 设备定期维护和状态检修管理 …… 360
9.1.1 设备定期维护工作管理 …… 360
9.1.2 状态检修管理 …… 360
9.2 继电保护 …… 361
9.3 设备缺陷管理 …… 362
9.3.1 主管部门的职责 …… 362
9.3.2 主管人员的职责 …… 362
9.3.3 缺陷分类的原则 …… 362
9.3.4 缺陷管理 …… 362
9.3.5 事故隐患 …… 363
9.3.6 隐患和缺陷的预控措施 …… 367
9.3.7 建立缺陷库 …… 367

9.4 总降设备标志管理 …… 367
9.5 功率因数及电压调整管理 …… 367
9.6 余热发电并网管理 …… 368
9.6.1 概述 …… 368
9.6.2 余热发电并网费用相关政策 …… 369
9.7 状态检修试验管理 …… 371
9.7.1 概述 …… 371
9.7.2 相关概念 …… 371
9.7.3 总则 …… 373
第 10 章 设备运行操作规程 …… 376
10.1 GIS 运行规程 …… 376
10.1.1 概述 …… 376
10.1.2 GIS 的巡视检查 …… 377
10.1.3 GIS 检修后的验收项目 …… 378
10.1.4 GIS 的操作规程 …… 379
10.1.5 SF_6断路器出现异常情况的处理 …… 380
10.1.6 GIS 的维护检修 …… 381
10.2 断路器 …… 401
10.2.1 概述 …… 401
10.2.2 高压断路器的巡视检查 …… 401
10.2.3 断路器检修后的验收项目 …… 404
10.2.4 断路器的运行操作与注意事项 …… 405
10.2.5 断路器的异常处理 …… 408
10.3 高压隔离开关 …… 414
10.3.1 高压隔离开关的巡视检查 …… 414
10.3.2 高压隔离开关检修后的验收项目 …… 415
10.3.3 高压隔离开关的运行与操作 …… 416
10.3.4 高压隔离开关的异常处理 …… 417
10.4 互感器 …… 418
10.4.1 概述 …… 418
10.4.2 互感器的巡视检查 …… 418
10.4.3 互感器检修后的验收项目 …… 421
10.4.4 互感器的操作要求（投退、检修）及操作注意事项 …… 422
10.4.5 互感器的运行注意事项 …… 422
10.4.6 互感器事故及异常的处理 …… 423
10.5 变压器运行规程 …… 424
10.5.1 变压器的巡视检查 …… 424
10.5.2 负荷运行管理 …… 427
10.5.3 变压器的检查 …… 433
10.5.4 变压器的验收 …… 438
10.5.5 变压器的运行与操作 …… 442
10.5.6 变压器的异常和事故处理 …… 446
10.5.7 变压器常用标准 …… 453
10.6 中性点设备 …… 455
10.6.1 中性点接地方式概述 …… 455
10.6.2 中性点经小电阻接地方式 …… 457
10.6.3 中性点经消弧线圈接地 …… 458
10.6.4 中性点经消弧线圈并联小电阻接地方式 …… 459
10.6.5 中性点经消弧线圈并联中电阻接地方式 …… 460
10.6.6 消弧线圈的巡视检查 …… 460
10.6.7 消弧线圈检修后的验收项目 …… 461
10.6.8 消弧线圈的运行与操作 …… 461
10.6.9 消弧线圈的异常处理 …… 462
10.6.10 接地变压器及消弧消谐装置 … 463
10.7 高压开关柜 …… 463
10.7.1 开关柜的概述 …… 463
10.7.2 高压开关柜的巡视检查 …… 464
10.7.3 开关柜检修后的验收项目 …… 465
10.7.4 开关柜的运行操作与注意事项 …… 465
10.7.5 开关柜的异常处理 …… 468
10.7.6 大容量高速限流开关装置 …… 468
10.8 电容补偿装置 …… 470
10.8.1 概述 …… 470
10.8.2 电容器巡视检查 …… 471
10.8.3 电容器检修后的验收项目 …… 472
10.8.4 电容器的运行与操作 …… 473
10.8.5 电容器的异常及事故处理 …… 473
10.9 母线 …… 474
10.9.1 一般规定 …… 474
10.9.2 母线的巡视检查 …… 475
10.9.3 母线的异常及故障处理 …… 475
10.10 站用交流系统 …… 476
10.10.1 一般规定 …… 476
10.10.2 交流站用电系统的巡视检查 … 476
10.10.3 站用电交流验收 …… 478
10.10.4 交流站用电系统的运行与操作及注意事项 …… 479
10.10.5 交流站用电系统异常及事故处理 …… 480

10.11 站用直流系统 …… 481
10.11.1 直流系统配置及运行方式 …… 481
10.11.2 阀控式密封铅酸蓄电池 …… 482
10.11.3 直流站用电系统的巡视检查 … 483
10.11.4 检修后直流系统的验收 …… 484
10.11.5 直流站用电系统的运行与操作及注意事项 …… 485
10.11.6 直流站用电系统异常及事故处理 …… 485
10.12 防雷及接地系统 …… 487
10.12.1 一般规定 …… 487
10.12.2 防雷及接地装置的巡视检查 … 488
10.12.3 防雷及接地装置检修后的验收项目 …… 488
10.12.4 防雷及接地装置运行注意事项 …… 489
10.12.5 防雷及接地装置的异常和故障处理 …… 489
10.13 架空线路和电力电缆 …… 490
10.13.1 架空线路 …… 490
10.13.2 电力电缆 …… 493
10.13.3 相关标准 …… 497
10.14 继电保护、安全自动装置的运行管理 …… 497
10.14.1 概述 …… 497
10.14.2 一般规定 …… 498
10.14.3 保护装置巡视检查 …… 499
10.14.4 运行及操作说明 …… 500
10.14.5 保护定值单管理 …… 500
10.14.6 保护动作掉闸的处理 …… 501
10.14.7 低周、低压减载、备用电源自投装置 …… 502
10.14.8 故障录波器 …… 503
10.14.9 微机监控系统 …… 504
10.14.10 小电流接地选线装置 …… 506
10.15 五防系统 …… 506
10.15.1 五防系统配置及一般要求 …… 506
10.15.2 五防系统的巡视及日常维护 … 508
10.15.3 设备的验收 …… 508
10.15.4 五防系统运行的注意事项及操作管理要求 …… 509
10.15.5 五防系统的异常及事故处理 … 510
10.16 通信系统 …… 510
10.16.1 概述 …… 510
10.16.2 运行管理 …… 511
10.16.3 通信系统防雷接地管理 …… 511
10.17 消防系统 …… 512
10.17.1 一般要求 …… 512
10.17.2 无人值班变电站的消防及防盗管理规定 …… 512
10.17.3 电力变压器、油浸电抗器、消弧线圈和互感器防火措施 …… 513
10.17.4 电缆防火措施 …… 515
10.17.5 消防设施 …… 515
10.17.6 变压器充氮灭火装置 …… 517
10.18 安全视频监控与门禁系统 …… 518
10.18.1 安全视频监控系统 …… 518
10.18.2 门禁系统 …… 519
第 11 章 系统异常及事故处理规程 …… 521
11.1 总则 …… 521
11.1.1 概述 …… 521
11.1.2 发生事故时的处理原则 …… 521
11.1.3 处理事故时值班人员的职责 …… 521
11.1.4 特殊情况处理规定 …… 522
11.1.5 处理事故的一般顺序和注意事项 …… 522
11.2 110kV 系统事故处理 …… 523
11.2.1 系统振荡故障 …… 523
11.2.2 系统低频率故障 …… 523
11.2.3 系统低电压故障 …… 524
11.2.4 110kV 线路跳闸事故处理 …… 524
11.2.5 110kV 系统接地 …… 525
11.3 10kV 系统事故处理 …… 525
11.3.1 馈电 10kV 母线失电操作处理 … 525
11.3.2 部分 10kV 馈电线路开关跳闸操作处理 …… 526
11.3.3 10kV 线路单相接地故障处理 … 526
11.3.4 10kV 系统接地处理 …… 526
11.4 谐振及其处理要求 …… 527
第 12 章 技术管理 …… 529
12.1 设备台账 …… 529
12.2 资料管理 …… 529
12.3 规程制度 …… 530
12.4 记录报表 …… 530
第 13 章 培训管理 …… 532

13.1 一般规定 …… 532
13.2 培训标准 …… 532
13.3 定期培训制度 …… 533
13.4 新人员培训 …… 533
13.5 培训资料管理 …… 533
第 14 章 智能变电站新技术新设备 …… 534
14.1 智能变电站的概念及相关术语 …… 534
14.1.1 智能电网 …… 534
14.1.2 智能变电站 …… 535
14.1.3 智能变电站技术常用术语 …… 536
14.1.4 企业智能变电站 …… 538
14.2 无人值班变电站的管理 …… 539
14.2.1 无人值班变电站的概念 …… 539
14.2.2 企业无人值班变电站发展的现状及原因 …… 539
14.2.3 企业变电站无人值班管理模式 …… 540
14.2.4 无人值班变电站的管理 …… 542
14.3 在线监测装置的管理 …… 544
14.3.1 概述 …… 544
14.3.2 组成 …… 544
14.3.3 相关标准 …… 545
14.3.4 运行管理 …… 545
14.3.5 维护管理 …… 547
14.3.6 技术文件管理 …… 547
14.4 计量装置、电力负荷管理终端、电能质量监测装置的管理 …… 547
14.4.1 计量装置 …… 547
14.4.2 电力负荷管理终端 …… 554
14.4.3 电能质量监测装置的管理 …… 556
14.4.4 电力负荷管理终端、电能质量监测装置的日常维护 …… 558
14.5 变电站智能巡检机器人 …… 558
14.5.1 概述 …… 558
14.5.2 配置及功能 …… 559
14.5.3 巡检策略 …… 560
14.5.4 机器人布点要求 …… 563
14.5.5 变电站机器人的运维要求 …… 565
14.6 电缆隧道智能巡检机器人 …… 566
14.6.1 隧道电缆日常巡检策略 …… 566
14.6.2 隧道电缆特殊巡检策略 …… 567
附录
附录 A 典型工作票样票 …… 569
附录 B 电气主接线图 …… 586
附录 C 200 项常用文件标准目录(表) …… 588
参考文献 …… 594

上 篇

建 设 篇

第 1 章　变电站的建设流程概述

1.1　变电站建设概述

大型用电企业，在项目选址时必须考虑当地电力供应情况，熟悉电网结构。否则可能会出现项目建成了而外部供电线路没有建成，无电可用、等电投产的情况。前几年，地方政府热衷于招商引资，项目商谈时政府答应厂区征地红线外的供电线路由政府负责投资建设，而有的政府人员对电力供应情况不熟悉，特别是一些依赖当地资源的如多晶硅、电解铝、水泥等采矿类大型用电企业，一般建在远离城区、供电能力低、电网改造投资大、建设周期长的山区，有时厂区外部电力线路建设投资远超过当地政府的承受能力，就更容易出现这种情况。因此，确定项目地址时应听取电气专业人员意见，项目建设指挥部组成人员中一定要有一名富有经验的电气专业人员，电气专业人员最迟应在开工建设前介入。

电网企业是一个管理集团化、标准化、正规化的现代化企业，事事有标准，严格按标准和程序办事。据统计，到 2011 年底国家电网公司使用的国家法律、法规有 85 项，相关文件 587 项，企业标准 Q/GDW 638 项，涉及电力（DL）、机械（JB）、计量检定（JJG）等共 21 个行业的行业标准 2712 项，国家标准 3390 项，国际标准 729 项，公司拟定标准 358 项，总计达 8499 项（不包括省级电力公司制订的文件、标准），并且每年还有不少新的企标、行标、国标发布。以用户新建一座变电站为例，从用户申请、供电企业受理到变电站设计、设备订货合同技术文本、订货技术条件、重要设备制造过程中的监造、出厂前的工厂验收、到达施工现场后的现场验收、安装、试验、验收、投运及投运后的各项管理都有相应的标准。仅在变压器选型时应遵循的国家标准 GB/T 17468—2008《 电力变压器选用导则》中就列出了该标准所涉及的 52 项相关标准，其中 23 项为国家标准，1 项为电力行业标准，28 项为机械行业标准（JB/T）。这就要求用户特别是大型电力用户，在变电站建设、管理方面要做到制度齐全，办事有流程，工作有标准，做事有记录，执行要到位，出现问题可追溯。

1.2　我国电网区域划分

原国家电力公司成立于 1997 年，管理全国电网和所有发电厂。2002 年 2 月，国务院发布《电力体制改革方案》（国发【2002】5 号），提出了“打破垄断，引入竞争，提高效率，降低成本”等改革的总体目标和“实施厂网分开，重组发电和电网企业”等“十五”期间电力体制改革的主要任务。根据改革方案要求，当年各电厂被划归分属五大“发电集团”（大唐、国电、华电、华能、中电投）运行管理；同年 12 月 29 日国家电网、中国南方电网两大电网公司正式挂牌成立。目前，中国南方电网公司负责广东、广西、海南、云南、贵州五省区的电力供应；国家电网公司又划分为华北（北京、天津、河北、冀北、山西、山

东）、东北（黑龙江、吉林、辽宁、内蒙古东部）、西北（陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆、西藏）、华东（上海、江苏、浙江、安徽、福建）、华中（湖北、河南、湖南、江西、四川、重庆）五大区域电网公司，负责除南方电网所属的五省区以外的其他26个省市的电力供应。另外，内蒙古自治区内电力供应及电网建设又分为两部分：自治区中西部地区由自治区所属的国有独资企业内蒙古电力公司负责，自治区东部地区由国家电网公司负责。2015年3月，中央全面深化改革领导小组发布了《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发［2015］9号），提出了“三放开、一独立、三加强”的总体思路，将促使电力公司进一步简化、优化变电站建设的流程。

本书中将电网公司系统的省级（直辖市、自治区）公司称为省电力公司或省公司，市（地级）、县公司称为供电公司、供电部门，泛指时统称电力系统。

1.3 业扩的概念及相关文件

1.3.1 业扩的相关概念

在电力营销中常用到业务扩充一词，它是供电企业营业工作中的一个习惯用语，也称业扩报装或业扩报装管理，简称业扩。它指的是为用户办理新装、增容、变更用电和相关业务手续，包括业务受理、现场勘察、供电方案确定及答复、业务收费、设计文件审查、中间检查、竣工检验、供用电合同签订、装表接电、资料归档、服务回访全过程的作业规范、流程衔接及管理考核。

新装用电是指客户因用电需要，初次向供电企业申请报装用电的情况，一般是指在同一地点、同一单位名下申请安装的第一台变压器或配电室。

增容用电是指用电客户由于原供用电合同约定的容量不能满足用电需要，向供电企业申请增加用电容量的情况，可以理解为在同一地点、同一单位名下原有用电容量的基础上再做增加，如增加变压器或更换为容量更大的变压器等。

高压客户：供电电压为10kV及以上的客户（国家电网公司）；
　　供电电压为35kV及以上的客户（中国南方电网公司）。
中压客户：供电电压为10kV或20kV的客户（中国南方电网公司）。
低压客户：供电电压为220/380V的客户。

1.3.2 业扩的相关法规标准文件

1. 法规文件

《中华人民共和国电力法》（1995年12月28日中华人民共和国主席令第六十号公布，2015年4月24日第二次修订并由中华人民共和国主席令第二十四号公布）。

《中华人民共和国电力供应与使用条例》（1996年4月17日中华人民共和国国务院令第196号公布。）

《供用电监督管理办法》（1996年5月19日发布 电力工业部令第4号）。

《用电检查管理办法》（1996年9月1日发布 电力工业部令第6号）。

《供电营业规则》（中华人民共和国电力工业部令 第8号）1996年10月8日发布实施，

可看成是对原水电部 1983 年版《全国供用电规则》的修订。

《国家电力监管委员会用户受电工程“三指定”行为认定指引》（办稽查［2009］76 号）。

2. 相关标准

DL/T 782—2001《110kV 及以上送变电工程启动及验收规程》。

GB/T 28583—2012《供电服务规范》。

3. 国家电网公司文件

《国家电网公司业扩供电方案编制导则》（国家电网营销［2010］1247 号附件二）。

《国家电网公司关于进一步简化业扩报装手续优化流程的意见》（国家电网营销［2014］168 号）。

《国家电网公司业扩报装管理规则 》（国家电网营销［2014］378 号）。

《关于简化业扩手续提高办电效率深化为民服务的工作意见》（国家电网营销［2014］1049 号）。

《国家电网公司业扩报装管理规则》（国家电网企管［2014］1082 号）。

《国网营销部关于进一步简化客户报装资料和受电工程资质审查的通知》（国家电网营销营业［2015］7 号）。

《进一步精简业扩手续、提高办电效率的工作意见》（国家电网营销［2015］70 号）。

4. 南方电网公司文件（标准）

《中国南方电网城市配电网技术导则》（Q/CSG 10012—2005）。

《中国南方电网有限责任公司业扩管理标准》（Q/CSG 214031—2011）。

《中国南方电网有限责任公司业扩管理办法》（Q/CSG 214026—2013）。

《中国南方电网公司客户受电工程管理规定》（Q/CSG 214013—2011）。

《中国南方电网有限责任公司新建电源及大用户并网管理办法》 （Q/CSG 213006—2013）。

为避免重复，上述文件在本章以下及第 2 章出现时只提文件名称，不写文件编号。

5. 国网公司业扩相关表格

《国家电网公司业扩报装管理规则 》自 2014 年 10 月 1 日起施行，原《国家电网公司业扩报装管理规定（试行）》（国家电网营销［2007］49 号）《国家电网公司业扩报装工作规范（试行）》（国家电网营销［2010］1247 号附件一）同步废止。该规则附件统一了业扩报装相关表格和流程，使相关手续办理更加公开透明，规范统一。现将与高压客户有关的表格和流程清单列出，需要时可上网查阅。

《国家电网公司业扩报装管理规则 》附件清单（高压部分）：

（1）附件 1-3：用电业务办理告知书（高压）：流程及资料清单。

（2）附件 2-4：高压客户用电登记表 附表：《客户主要用电设备清单》。

（3）附件 2-5：联系人资料表。

（4）附件 3-1：高压现场勘察单。

（5）附件 4-2：高压供电方案答复单（一张表格及一份 4 页长的答复单）。

（6）附件 5-1：客户受电工程设计文件送审单。

（7）附件 5-2：客户受电工程设计文件审查意见单。

（8）附件 5-3：客户受电工程变更设计申请联系单。

（9）附件 5-4：客户受电工程中间检查报验单。
（10）附件 5-5：客户受电工程中间检查意见单。
（11）附件 5-6：客户受电工程竣工报验单。
（12）附件 5-7：客户受电工程竣工检验意见单。
（13）附件 6-2：高压电能计量装接单。
（14）附件 7：新装（增容）送电单。
（15）附件 8：归档资料清单。
（16）附件 9：业扩报装流程图。

220kV 业扩报装管理流程（省公司适用）	SGCC-LC-YXB-01
110kV 业扩报装管理流程（省公司适用）	SGCC-LC-YXB-02
10～35kV 业扩报装管理流程（省公司适用）	SGCC-LC-YXB-03
220kV 业扩报装管理流程（直辖市公司适用）	SGCC-LC-YXB-04
110kV 业扩报装管理流程（直辖市公司适用）	SGCC-LC-YXB-05
35kV 业扩报装管理流程（直辖市公司适用）	SGCC-LC-YXB-06
10kV 业扩报装管理流程（直辖市公司适用）	SGCC-LC-YXB-07
业扩回访流程	SGCC-LC-YXB-09

网上、异地受理环节业务办理流程图（省公司/直辖市公司适用）SGCC-LC-YXB-10
（17）附件 10-3：业扩报装业务办理考核时限（高压）。

1.4 高压用户变电站审批建设投运流程

随着政府大幅度地简政放权，互联网技术的进步，电网公司服务意识也有很大提高。从前面所列文件也可看出，国网公司 2014 年、2015 年连续多次下文，将供电部门管理的业扩流程由五个阶段改为四个阶段（五改四），将大部分流程环节由串行处理改为并行处理（串改并），“一证受理”“定部门定时限”，多渠道公开，全环节量化、全过程管控。大幅度精简、优化业扩流程，以求手续最简，流程最优。下面是接于国网公司电网的新建 110kV 客户变电站实际可能的业扩流程。当然流程顺序是可以变动的，很多是并行处理的，甚至有的流程还可以省去。但应注意，实际中可能同一个省的不同地市之间，流程也有所不同。

①客户确定所建变电站的初步方案→②向县区供电公司营销部递交用电申请→③县营销部审查客户并经补充完善后送交市级电力公司营销部→④市营销部人员审查并经客户补充完善后组织相关部门现场勘察→⑤客户与具有相应资质的设计院商谈签订勘察设计合同→⑥设计院现场勘察或委托有资质单位现场勘察并进行接入系统设计→⑦设计院出具接入系统设计方案（也称可研报告）并送达市发展部→⑧市发展部组织接入系统方案及供电方案审批→⑨市营销部答复客户供电方案→⑩设计院根据可研评审会议纪要进行初步设计→⑪市营销部收取业务费→⑫营销部组织初设评审并出具书面初设评审会议纪要→⑬设计院根据初设评审会议纪要出具盖章的书面订货资料及订货技术文本→⑭客户组织设备招标并签订合同→⑮设备供货厂家与设计院进行技术接口→⑯设计院进行施工图设计→⑰设计完毕后由监理组织进行施工图审核→⑱现场技术交底并开始施工→⑲客户按要求向调控中心提交资料并由调控中心进行整定计算→⑳市营销部起草供电合同→㉑市调控中心起草调度协议→㉒市营销部组织

工程中间检查→㉓市营销部组织进线继电保护的整定、检验→㉔市营销部组织工程竣工检验，施工方按要求整改并复验→㉕市营销部校验互感器并安装计量装置→㉖客户与市营销部签订供用电合同并预交电费→㉗市调控中心编制送电方案并组织审核→㉘市营销部组织送电→㉙客户提供资料并由营销部组织归档→㉚国网客服中心通过 95598 电话回访。

1.5 供电服务

供电服务是指供电企业遵循一定的标准和规范，以特定的方式和手段，满足用户现实或潜在用电需求的活动。通常包括向用户提供质量合格的电能、用电业务办理、抄表及收费、供电故障处理等。用户用电，必然需要供电服务，了解相关规定，知己知彼，才能用好相关服务，提高办事效率，维护自己的合法权益。

供电服务相关文件标准：

（1）《国家电网公司统一行为规范》，包括以下部分：

1）《国家电网公司员工守则》是公司全体员工应共同遵守的基本行为准则。

2）《基本礼仪规范》。

3）《国家电网公司供电服务“十项承诺”》是公司对客户做出的庄严承诺。对供电可靠率及合格率、电力故障报修服务、供电方案答复期限、停电通知等做出了承诺。供电设施计划检修停电，提前 7 天向社会公告。对欠电费客户依法采取停电措施，提前 7 天送达停电通知书，费用结清后 24h 内恢复供电。

4）《国家电网公司员工服务“十个不准”》是公司员工服务守则承诺。如：不准为客户指定设计、施工、供货单位；不准接受客户吃请和收受客户礼品、礼金、有价证券等。

5）《国家电网公司调度交易服务“十项措施”》是对合作伙伴的承诺。

（2）《国家电网公司供电服务规范》，2003 年 11 月发布，包括 8 章共 37 条，是供电企业为客户提供供电服务时应达到的基本行为规范和质量标准。

（3）《国家电网公司企业标准　国家电网公司供电服务质量标准》（Q/GDW 403 —2009）。

（4）《国家电网公司企业标准　国家电网公司供电客户服务提供标准》（Q /GDW 581 —2011）。

（5）《供电企业信息公开实施办法》国能监管［2014］149 号。

（6）《供电服务规范》（GB/T 28583—2012）。

（7）《电力并网互联争议处理规定》国家电力监管委员会令第 21 号（2006 年 11 月发布）。

上述文件标准除（7）外，基本都提出了“三不指定”和计划检修停电提前 7 天通知的要求。上述文件原文在两大电网公司及其下属省级公司网站上都能查到。

第 2 章　变电站建设重点流程说明

2.1　变电站的初步方案

变电站建设的初步方案如位置、变压器容量、台数、10kV（或 35kV、66kV）配出回路的数量、一次开关设备（GIS 或传统断路器、隔离开关等）、运行管理模式（少人或无人值班）等，厂内生产工艺线设计单位（如化工设计院、水泥设计院等）一般都给出初步方案，客户（业主）需要审核并确定下来。

2.1.1　变电站位置

GB 50059—2011《35kV～110kV 变电站设计规范》2.0.1 条款提出了 9 种需要考虑的因素。对工业企业来说，满足环境（防污染）、安全（远离火灾、爆炸设施）、标高（防洪）等要求比较容易，但同时满足靠近负荷中心有时就比较困难，特别是大型用电企业，其外部电源电压等级在 35kV 以上且大多采用架空进入厂区，再在厂区内穿行很困难，所以一般都建在工厂的一个角落，但远离了负荷中心。为此，应尽可能在架空线进入厂区后改用高压电缆，架设电缆桥架，以便把变电站建在靠近负荷中心的位置。

2.1.2　供电电压等级

1. 电压等级

标准电压在 GB/T 156—2007《标准电压》中有详细规定。结合 GB/T 2900.50—2008《电工术语　发电、输电及配电 通用术语》，我国交流电网的供电电压大体上可分为：

低压（LV）：1kV 以下（220/380V、380/660V、1000V）；

高压（HV）：3kV、6kV、10kV、20kV、35kV、66kV、110kV、220kV；

超高压（EHV）：330kV、500kV、750kV；

特高压（UHV）：1000 kV 及以上。

20kV 作为新型的配电网标准电压，尽管早在 1993 年就纳入当时的国家标准 GB 156—1993《标准电压》，但至今发展不快。

我国大部分地区电网电压为 10kV、35kV、110kV 、220kV、500kV ，东北电网以 10 kV、66 kV、220kV、500kV 电压等级为主（东北三省无 35kV、110 kV 电压等级）；330 kV、750 kV 电压等级只有西北电网采用。

关于中压的概念：在 IEC 及我国的输配电系统相关标准中，没有中压的说法和定义。但 GB/T 12326—2008《电能质量 电压波动和闪变》“表 1 电压波动限值”中的注 3：参照 GB/T 156—2007《标准电压》，本标准中系统标称电压 U_N 等级按以下划分：低压（LV）$U_N \leqslant 1kV$，中压（MV）$1kV < U_N \leqslant 35kV$，高压（HV）$35kV < U_N \leqslant 220kV$。有些引进的国外设备如大功率变频器的技术资料中，将 690V～13.8kV 称为中压。

2. 供电电压与输送容量和输送距离的关系

相关国家标准中没有对供电电压与输送容量和输送距离关系给出具体的数据，一般可参考表 2-1。

表 2-1　与各种电压等级相适应的单回线输送功率和输送距离

额定电压/kV	0.4	3	6	10	35	110	220	330
输送容量/MW	0.1 以下	0.1～1.0	0.1～1.2	0.2～2.0	2.0～10	10～50	100～500	200～1000
输送距离/km	0.6 以下	1～3	4～15	6～20	20～50	50～ 150	100～300	200～600

注：本表摘自《中国电气工程大典》第 8 卷 P25，表 1.6-3。

从我国目前的供电情况看，220kV 及以上电压主要用于电力系统输送电能，也有少数大型企业从 220kV 电网直接受电，如某钢铁公司总降压变电站，采用 220kV 进线，安装 3 台 240MVA 三相变压器；35kV～110kV 电压既可作为输电用，也可作为配电用，直接向大中型电力客户供电；10kV 及以下电压只起配电作用。

3. 供电电压允许偏差

GB/T 12325—2008 中规定：

标称电压（系统被指定的电压）220V：单相供电 +7% ～ −10%；

标称电压≤20kV：三相供电 ±7%；

标称电压≥35kV：正负偏差绝对值之和不大于 10%；若电压上下偏差同号（均为正或负）则取较大偏差的绝对值。

4. 供电电压确定

要考虑当地电网情况及线路、厂内生产线建设周期及新建线路的建设周期，还要考虑不同电压等级电价的差异。电压等级越高，建设投资越大，但电价越低，客户应进行测算比较。《国家电网公司业扩供电方案编制导则》（国家电网营销［2010］1247 号附件二）对供电电压和容量提出了指导性意见，现将有关条款摘录如下：

7.2　供电额定电压

1. 低压供电：单相为 220V、三相为 380V。

2. 高压供电：10kV、35kV（66kV）、110kV、220kV。

客户需要的供电电压等级在 110kV 及以上时，其受电装置应作为终端变电站设计。

7.3　确定供电电压等级的一般原则

7.3.1　客户的供电电压等级应根据当地电网条件、客户分级、用电最大需量或受电设备总容量，经过技术经济比较后确定。除有特殊需要，供电电压等级一般可参照表 1 确定。

表 2-2（表 1）[①]　**客户供电电压等级的确定**

供电电压等级	用电设备容量	受电变压器总容量
220V	**10kW 及以下单相设备**	
380V	**100kW 及以下**	**50kVA 及以下**
10kV		**50～10MVA**

（续）

供电电压等级	用电设备容量	受电变压器总容量
35kV		5～40MVA
66kV		15～40MVA
110kV		20～100MVA
220kV		100MVA 及以上

① 表 2-2 为全书序号，表 1 为引用条款中的原文序号。

注：无 35kV 电压等级的，10kV 电压等级受电变压器总容量为 50kVA～15MVA。

2. 供电半径超过本级电压规定时，可按高一级电压供电

7.3.2　具有冲击负荷、波动负荷、非对称负荷的客户，宜采用由系统变电所新建线路或提高电压等级供电的供电方式。

7.5　高压供电

7.5.1　客户受电变压器总容量在 50kVA～10MVA 时（含 10MVA），宜采用 10kV 供电。无 35kV 电压等级的地区，10kV 电压等级的供电容量可扩大到 15MVA。

7.5.2　客户受电变压器总容量在 5～40MVA 时，宜采用 35kV 供电。

7.5.3　有 66kV 电压等级的电网，客户受电变压器总容量在 15～40MVA 时，宜采用 66kV 供电。

7.5.4　客户受电变压器总容量在 20～100MVA 时，宜采用 110kV 及以上电压等级供电。

7.5.5　客户受电变压器总容量在 100MVA 及以上，宜采用 220kV 及以上电压等级供电。

7.5.6　10kV 及以上电压等级供电的客户，当单回路电源线路容量不满足负荷需求且附近无上一级电压等级供电时，可合理增加供电回路数，采用多回路供电。

各省级电力公司根据本地区电网实际的情况和发展规划，都制定出了相应的业扩工程技术导则。例如《上海市电力公司非居民电力用户业扩工程技术导则（试行）》（上电司运检［2012］1790 号）规定：

6.2　供电电压等级确定的原则

1. 用户申请总容量（包括不经过受电变压器的高压电动机）在 250～8000kVA（含 8000kVA）时，采用 10kV 电压供电。

2. 若周边存在 35kV 电源资源可利用时，用户申请总容量在 8000kVA 以上至 40000kVA（含 40000kVA）时，采用 35kV 电压供电，以保证 35kV 资源的充分利用；用户申请总容量 40000kVA 以上时，采用 110kV 电压供电。

3. 若周边无 35kV 电源资源可利用时，用户申请总容量在 8000kVA 以上至 30000kVA（含 30000kVA）时，采用 10kV 电压多回路供电（原则上不超过 4 回）；用户申请总容量 30000kVA 以上时，采用 110kV 电压供电。

《广东电网公司业扩管理细则》（Q/CSG-GPG 2 14 051—2014）规定：

6.2.1.18　客户供电方式

（一）非统建住宅小区

（1）客户装见总容量在40000kVA及以上时，宜建设客户专用变电站，采用110kV或更高电压等级供电。

（2）客户装见总容量在8000kVA（含）至40000kVA（不含）的，应由10kV专线供电；具备35kV供电条件的地市供电局可采用35kV电压等级供电。

（3）客户用电容量在100kVA（含）至8000kVA（不含）的，应采用10kV公用线路专变供电。

而《甘肃省电力公司业扩报装管理制度（修订稿）》（2012年4月）规定：报装容量在6300kVA及以上至12500kVA以下范围内的，可采用35kV电压等级供电；报装容量在12500kVA及以上应采用110kV及以上电压等级供电。

尽管35kV变压器国标最大容量为31500kVA，并且很多变压器生产企业可以做得更大（国内曾有变压器厂家为客户制造了35kV单台容量为75000kVA的变压器），但有的地方要求一般35kV线路单台变压器容量不超过25000kVA，再大应采用110kV电压等级或多台变压器受电。

2.1.3 主变压器容量的确定

在满足可预见的最大负荷时能够安全稳定运行的前提下，为降低运行成本，减少基本电费支出应尽可能提高主变压器的负荷率即降低主变压器的容量。

如果规划红线内项目一次建成，可根据同等生产规模、相同配置工厂的运行数据，尽量降低主变压器的容量。如某集团下属的一条日产5000t熟料水泥生产线，装机容量为43700kW，设计院设计的主变压器型号为110kV、40000kVA，根据集团内部同一设计院设计的生产规模及配置完全的工厂的运行数据，主变压器容量改为31500kVA完全能够满足需要，但最后还是按设计院要求，像其他已运行的生产线一样，安装了一台40000kVA的主变压器。从投产后对15个月的负荷数据统计看（变电站值班人员每2h抄录一次数据），最大负荷为29300kW，26000kW以上负荷出现的次数比例为4.78%。该地区变压器基本电费为28元/kVA，如果当初主变压器容量改为31500kVA，则每年可减少基本电费支出285.6万元，而一台主变压器当时的采购价格也只有170万元。

如果规划红线内项目分两期建成，总降一般是土建一次规划建设，设备分期安装。在安装第二台主变压器时要考虑：厂区内是否还有多余的空地，是否还有增加大功率生产设备的可能；对于冶金、建材（水泥、玻璃等）等可配套余热发电的项目，还要考虑发电项目建成后主变压器负荷率将变得更低，可否将第二台主变压器容量适当放大以便带起两条生产线的负荷而将第一台主变压器报停，或者减小第二台的容量与第一台主变压器并联共同带起全部负荷等。

2.1.4 建成后变电站的运行管理模式

企业变电站一般采用少人值班运行管理模式，即每班安排1人倒班运行，如果施行四班三运转或四班两运转并设置班长1人，这样变电站建成后运行班组共有5人。维修等由生产系统其他分厂或车间电气人员兼管。随着技术进步，电力系统变电站包括不少500kV变电站大部分都实行了无人值班，因此企业根据实际情况，也应积极采用无人值班模式。这涉及

设计深度问题，需要业主尽早确定下来作为设计的基础资料。

2.2 业扩报装管理及客户报装资料清单

国网公司以前的业扩报装工作文件都要求各省级公司制定业扩报装工作实施细则，如“国家电网营销［2010］1247 号”（附件一，已废止）文第五十条等，这就导致各省之间业扩报装过程中的各项表格又不完全一样。但《国家电网公司业扩报装管理规则 》（国家电网营销［2014］378 号）完善了附录中的相关表格，取消了要求各省级公司制定业扩报装工作实施细则的相关条款。

2.2.1 供电部门业扩报装工作原则

“国家电网营销［2014］378 号”文指出：业扩报装工作坚持“一口对外、便捷高效、三不指定、办事公开”的原则。

“一口对外”原则，即“协同运作、一口对外”，指建立有效的业扩报装管理体系和跨部门协同机制，营销部门统一受理客户用电申请，承办业扩报装具体业务，并对外答复客户；规划、运检、运行、建设、物资等部门按照职责分工和流程要求，完成业扩报装相应工作内容；实现营销业务系统与相关系统的数据共享和流程贯通，支撑客户需求、电网资源、可开放容量、停电计划、业扩办理进程信息以及跨部门工作安排信息自动发布。实行“一口对外、闭环流转、限时办结”的流程控制管理，做到业务流程内转外不转，业务办理进出同口。业扩报装工作推行客户经理制、绿色通道制等有效制度。

“便捷高效”原则，即“一次告知、手续最简、流程最优”，指简化客户报装手续和资料种类，优化报装流程，供电方案编审推行网上会签、集中会审；业扩配套工程与受电工程推行设计、施工、验收“三同步”；收费、装表、合同签订、工程检查流程“串改并”；严格按照《供电监管办法》和公司“十项承诺”时限要求，办理业扩报装各环节业务，并通过系统进行全环节量化、全过程管控、全业务考核。

“三不指定”原则，指严格执行国家有关规范用户受电工程市场的规定，按照统一标准开展业扩报装服务工作，健全用户委托受电工程、新建居住区配套工程招投标制度，保障客户对设计、施工、设备供应单位的知情权、自主选择权，不以任何形式指定设计、施工和设备材料供应单位。

“办事公开”原则，指通过营业场所、95598 客户服务网站、手机客户端等渠道，公开业扩报装服务流程、电网资源、业务进程、收费标准等信息，公布具备资质的受电工程设计、施工单位信息以及有关政策，方便客户查询业务办理进程。“全环节量化、全过程管控”，明确所有环节办理时限和质量要求，健全服务质量监测评价体系，实行全过程信息公示，主动接受政府监管和社会监督。

2.2.2 供电部门对业扩报装管理权限的划分

根据《国家电网公司业扩报装管理规则 》（国家电网营销［2014］378 号）规定：

220kV 及以上客户：由项目所在地地市级营销部负责客户业务受理、供电方案答复、业务收费、计量装置安装、供用电合同起草及签订、资料归档，参与 220kV 及以上客户供电

方案（含接入系统方案）评审、电能质量评估报告及治理方案审核、设计图样文件审查、中间检查、竣工检验、送电工作。其他环节由省公司相关部门负责。

110（66）kV 以上客户：由地市公司营销部负责客户业务受理、供电方案答复、设计图样文件审查、中间检查、竣工验收、业务收费、计量装置安装、供用电合同起草及签订、送电工作。

35kV 及以下客户：若项目在城（郊）区，则由地市营销部负责客户业务受理、供电方案（含接入系统方案）评审及答复、设计图样文件审查、中间检查、竣工验收、业务收费、计量装置安装、供用电合同起草及签订、送电工作；若项目在县区，则由县级营销部负责客户业扩报装管理，制定 35kV 客户供电方案。

按规定一般情况下县区一级电力公司，一般只能负责容量在 315kVA 及以下变压器的新装或增容业务审批及相关手续办理，有的地方甚至只能负责 100kVA 及以下变压器的新装或增容业务。因此，对于大工业客户新建变电站应先就近到县区供电部门接洽递交申请，领取相应表格并由他们负责联系、引见上级（市电力公司）对口部门相关具体分管人员。毕竟变电站建成后的调度管理或电费缴纳很可能是由县区供电公司代管的，所以要与他们搞好关系。

2.2.3 供电企业对业务受理的要求

（1）供电企业向客户提供营业厅柜台和自助、95598 电话、网站、手机客户端等业务办理渠道，实行“首问负责制”和“一次性告知”。业务办理应及时将相关信息录入营销业务系统，并在相关表单自动生成时间和相应二维码信息。

受理客户用电申请，应主动向客户提供用电咨询服务，接收并查验客户用电申请资料，与客户预约现场勘察时间。

1）询问客户申请意图，向客户提供业扩报装办理告知书，告知客户需提交的资料清单、业务办理流程、收费项目及标准、监督电话等信息。

2）接收并查验客户资料是否齐全、证照是否有效。根据国家规定需办理环评报告、节能评估报告（登记表）、生产许可证的客户，若在申请阶段暂不能提供，可先行受理申请，并要求其在设计图样文件审查前补齐，政策限制行业客户除外；客户在往次业务办理过程已提交且尚在有效期内的资料，无需再次提供。

3）客户用电申请如具有非线性负荷并可能影响供电质量或电网安全运行，应书面告知客户委托有资质单位开展电能质量评估，并在竣工检验前提交初步治理技术方案和相关测试报告。

（2）实行营业厅“一证受理”，在收到客户用电主体资格证明并签署“承诺书”后，正式受理用电申请，现场勘察时收资。精简申请资料，优化审验时序，减少客户临柜次数。

（3）通过 95598 电话、网站、手机客户端、异地营业厅等渠道受理的客户用电申请，应在 1 个工作日内将受理工单信息传递至属地营业厅。现场收集的客户报装资料应在 1 个工作日内传递到营业厅。

2.2.4 业扩办理时限及各职能部门职责分工

《进一步精简业扩手续、提高办电效率的工作意见》对 10kV、35kV、110kV 及以上业

扩报装各流程分别限定了更短的时间，详见表2-3～表2-5。一般各省级公司所规定的时间均短于该规定时间。

表 2-3　10kV 客户业务办理时限

阶段	工作内容	客户分类	业务办理考核时限(工作日)	参与部门							客户	收集资料	输出资料
				营销部	发展部	运检部	基建部	财务部	调控中心	经研院所			
供电方案答复	受理申请	所有客户	当日录入系统	★							▲	客户申请资料	
	现场勘察		2	★							▲	现场影像资料	勘察意见单
	确定供电方案	所有客户	单电源：10 双电源：25	★									供电方案
	供电方案答复	所有客户	1	★							▲		
工程设计	工程设计	所有客户									★		设计图样及说明
	设计图样审查	重要客户；有特殊负荷的客户	5	★		▲					▲	设计图样及说明	设计审查意见
	业务收费	需交纳业务费的客户		▲				★			▲		收费票据
工程建设	客户工程施工	所有客户									★		
	电网配套工程施工	有电网配套工程的客户	60		★								
	中间检查	有隐蔽工程的重要或有特殊复合的客户	5	★	▲					▲		隐蔽工程报验资料	现场影像资料、中间检查意见
	竣工验收	所有高压客户	5	★		▲			▲		▲	竣工报验资料	竣工验收意见
	装表												
	停（送）电计划制订			▲		▲			★		▲		停(送)电计划
送电	供用电合同签订	所有高压客户	5	★							▲		供用电合同
	调度协议签订	调度管辖或许可的客户		▲					★		▲		调度协议
	送电	所有高压客户		★		▲			▲		▲		现场影像资料、装表接电单

注：★为牵头部门；▲为配合部门。

表 2-4　35kV 客户业务办理时限

阶段	工作内容	客户分类	业务办理考核时限(工作日)	参与部门							客户	收集资料	输出资料
				营销部	发展部	运检部	基建部	财务部	调控中心	经研院所			
供电方案答复	受理申请	所有高压客户	当日录入系统	★							▲	客户申请资料	
	现场勘察		2	★	▲	▲				▲	▲		现场影像资料、勘察意见单
	确定供电方案	35kV	单电源：11 双电源：26	★	▲	▲				▲		供电方案	供电方案审查意见
	供电方案答复	所有高压客户	1	★							▲		
工程设计	工程设计	35kV									★		设计图样及说明
	设计图样审查	高压重要客户	5	★		▲			▲		▲	设计图样及说明	设计审查意见
	业务收费	需交纳业务费的客户		▲				★			▲		收费票据
工程建设	客户工程施工	所有客户									★		
	电网配套工程施工①	有电网配套工程的客户				★	★						
	中间检查	有隐蔽工程的重要或有特殊复合的客户	5	★		▲			▲		▲	隐蔽工程报验资料	现场影像资料、中间检查意见
	竣工验收	所有高压客户	5	★		▲			▲		▲	竣工报验资料	竣工验收意见
	装表												
	停（送）电计划制订			▲		▲			★		▲		停电计划
送电	供用电合同签订	所有高压客户	5	★							▲		供用电合同
	调度协议签订	调度管辖或许可的客户		▲					★		▲		调度协议
	送电	所有高压客户		★		▲			▲		▲		现场影像资料、装表接电单

注：★为牵头部门；▲为配合部门。

① 电网配套工程由运检部或基建部根据工程前期条件，按合理工期，与客户受电工程同步组织实施，其中基建部负责新建 35kV 及以上工程（含新建变电站同期配套 10kV 送出线路工程），表 2-5 同。

表 2-5　110kV 及以上客户业务办理时限

阶段	工作内容	客户分类	业务办理考核时限(工作日)	参与部门							客户	收集资料	输出资料
				营销部	发展部	运检部	基建部	财务部	调控中心	经研院所			
供电方案答复	受理申请	所有高压客户	当日录入系统	★							▲	客户申请资料	
	现场勘察		2	★	▲	▲				▲	▲		现场影像资料、勘察意见单
	确定供电方案	110kV 及以上	单电源：11 双电源：26	▲	★	▲			▲	▲	▲	接入系统设计报告	审查意见及供电方案
	供电方案答复	所有高压客户	1	★							▲		
工程设计	工程设计	110kV 及以上									★		设计图样及说明
	设计图样审查	高压重要客户	5	★		▲			▲		▲	设计图样及说明	设计审查意见
	业务收费	需交纳业务费的客户		▲				★			▲		收费票据
工程建设	客户工程施工	所有客户									★		
	电网配套工程施工	有电网配套工程的客户				★	★						
	中间检查	有隐蔽工程的重要或有特殊复合的客户	5	★		▲			▲		▲	隐蔽工程报验资料	现场影像资料、中间检查意见
	竣工验收	所有高压客户	5	★		▲			▲		▲	竣工报验资料	竣工验收意见
	装表												
	停（送）电计划制订			▲		▲			★		▲		停电计划
送电	供用电合同签订	所有高压客户	5	★							▲		供用电合同
	调度协议签订	调度管辖或许可的客户		▲					★		▲		调度协议
	送电	所有高压客户		★		▲			▲		▲		现场影像资料、装表接电单

注：★为牵头部门；▲为配合部门。

2.2.5　客户申请应提供的资料清单

1. 高压新装客户

对政府批文及证件，电力公司审核时要求“见原件留复印件”。各地执行中要求不完全一样，如同等类型、同等规模的项目，有的地方不要环评报告，也不要用电负荷额度批文。

低压客户与高压客户业扩表格有查异，所要提供的资料也不相同。对于高压大工业客户新装客户一般应提供：

（1）用电申请单（高压用户用电登记表）可以从网上下载或由营业厅提供，包括以下内容：

1）客户名称。

2）工程项目名称。

3）用电地点。

4）项目性质。

5）申请容量。

6）所属行业及主要产品。

7）供电时间要求。

8）供电可靠性要求。

9）联系人和联系电话。

10）营业执照或组织机构代码证。

11）税务登记证。

12）企业法人代表身份证。

（2）申请资料清单见表 2-6。

（3）其他可能需要的内容：

1）当地市级（地级）政府工业主管部门如工信委或经发局等批准的用电负荷额度或电力资源渠道来源的文件。

2）规划平面图原件及复印件、建筑总平面图。

3）用电负荷特性说明。

4）有保安负荷客户应提供保安负荷明细及客户对保安负荷的要求。

5）用电设备明细表、近期及远期用电容量。

6）大功率电动机起动方式一览表。

7）项目可研报告、主要生产设备、工艺流程及生产工艺允许中断供电的条件。

8）用电功率因数计算及无功补偿方式。

9）易产生谐波的大功率设备如电解槽等大功率整流设备、变频器、电弧炉等明细一览表。

表 2-6　申请资料清单

序　号	资 料 名 称	备　　注
1	客户报装申请（原件）	必备
2	客户有效身份证明（复印件） 1）企业、工商客户提供企业法人营业执照或营业执照（复印件）；事业单位客户提供事业单位法人证书或组织机构代码证（复印件） 社会团体客户提供社会团体法人证书或组织机构代码证（复印件） 2）法人产权证明（复印件）或其他证明文书代表身份证复印件	必备
3	产权证明（复印件）或其他证明文书	必备
4	主要电气设备清单（影响电能质量的用电设备清单）	必备

（续）

序　号	资 料 名 称	备　　注
5	企业、工商、事业单位、社会团体的申请用电委托代理人办理时，应提供 1）授权委托书或单位介绍信（原件） 2）经办人有效身份证明（复印件）	非本人办理时必备
6	政府职能部门有关本项目立项的批复、核准、备案文件	根据政府要求提交
7	房屋租赁合同（协议）复印件（协议产权方产权证明原件） 承租人有效身份证明（复印件） 产权人同意承租人办理用电的证明材料	租户办理时必备
8	高危及重要客户 1）非电性质安全措施相关资料 2）应急电源（包括自备发电机组）相关资料 3）保安负荷、双电源、双回路的必要性及具体设备和明细	高危及重要客户
9	煤矿客户需增加以下资料 1）采矿许可证 2）安全生产许可证 3）煤炭生产许可证 4）矿长资格证 5）矿长安全资格证	煤矿客户必备
10	非煤矿山客户需增加以下资料 1）采矿许可证 2）安全生产许可证 3）矿长安全资格证 4）政府主管部门批准文件	非煤矿山客户必备
11	项目可研报告	冶金、化工、石油、电气化铁路等特定行业
12	能评批复	根据政府要求提交
13	环评批复	根据政府要求提交
14	安全许可证复印件	根据政府要求提交
15	自备电源申请表	有自备电源时
16	电能质量评估报告	有影响电能质量负荷的客户需提供
17	税务登记证复印件	根据客户行业分类
18	一般纳税人资格复印件	需要开具增值税发票客户必备
19	对涉及国家优待电价的应提供政府有权部门核发的资质证明和工艺流程	享受国家优待电价的行业

注：增容变更用电时，客户已提供、且在有效期以内的资料无需再次提供。

2. 增容客户

对于增容客户，除上述资料外还应提供原装容量的相关资料：

（1）一、二次接线图。

（2）继电保护方式和过电压保护方式。

（3）配电网络布置图。

（4）自备电源及接线方式。

（5）供用电合同书。

2.3 申请资料的传递及补充完善

按文件规定，供电公司接到客户的申请后，由受理部门进行批复或转交上级及其他部门，“内部流转”。但为了加快进度，客户应督促受理部门处理转交，经受理部门同意后，可以自己把文件资料拿给下一个受理部门。

大客户用电手续毕竟是由市级供电公司负责，他们更熟悉业务，一般要进行一些补充。根据规定，市供电公司营销部对办理业扩报装的大客户都专门指定一个客服经理，负责业扩报装全过程跟踪、协调、服务监督工作。

2.4 现场勘察及供电方案确定

这一步流程包括：现场勘察→拟定供电方案→供电方案审批→答复供电方案，110kV 及以上客户还要有客户委托的设计院先行做出可研报告（接入系统设计），涉及内容多，部门多，工作量大，供电企业内部办理时间也最长。

2.4.1 现场勘察

高压客户实行“联合勘察、一次办结”制，营销部（客户服务中心）负责组织相关专业人员共同完成现场勘察，并与客户协商供电方式、计量方式、受电点等确定供电方案所需的内容。

现场勘察的主要内容包括：

（1）审核客户的用电需求，确定新增用电容量、用电性质及负荷特性，初步确定供电电源、供电电压、供电容量、计量方案、计费方案等。

（2）对拟定的重要电力客户，应根据国家确定重要负荷等级有关规定，审核客户行业范围和负荷特性，并根据客户供电可靠性的要求以及中断供电危害程度确定供电方式。

2.4.2 电力客户分级及多路电源配置

《国家电网公司业扩供电方案编制导则》对此做了明确规定。

2.4.2.1 电力客户分级

1. 重要电力客户的界定

重要电力客户是指在国家或者一个地区（城市）的社会、政治、经济生活中占有重要地位，对其中断供电将可能造成人身伤亡、较大环境污染、较大政治影响、较大经济损失、社会公共秩序严重混乱的用电单位或对供电可靠性有特殊要求的用电场所。重要电力客户认定一般由各级供电企业或电力客户提出，经当地政府有关部门批准。

2. 重要电力客户的分级

（1）根据对供电可靠性的要求以及中断供电危害程度，重要电力客户可以分为特级、一级、二级重要电力客户和临时性重要电力客户。

（2）特级重要电力客户，是指在管理国家事务中具有特别重要作用，中断供电将可能危害国家安全的电力客户。

（3）一级重要电力客户，是指中断供电将可能产生下列后果之一的电力客户：

1）直接引发人身伤亡的；

2）造成严重环境污染的；

3）发生中毒、爆炸或火灾的；

4）造成重大政治影响的；

5）造成重大经济损失的；

6）造成较大范围社会公共秩序严重混乱的。

（4）二级重要电力客户，是指中断供电将可能产生下列后果之一的电力客户：

1）造成较大环境污染的；

2）造成较大政治影响的；

3）造成较大经济损失的；

4）造成一定范围社会公共秩序严重混乱的。

（5）临时性重要电力客户，是指需要临时特殊供电保障的电力客户。

3. 普通电力客户的界定

除重要电力客户以外的其他客户，统称为普通电力客户。

2.4.2.2 供电电源及自备应急电源配置

1. 常用术语

（1）主供电源：指能够正常有效且连续为全部用电负荷提供电力的电源。

（2）备用电源：指根据客户在安全、业务和生产上对供电可靠性的实际需求，在主供电源发生故障或断电时，能够有效且连续为全部或部分负荷提供电力的电源。

（3）自备应急电源：指由客户自行配备的，在正常供电电源全部发生中断的情况下，能够至少满足对客户保安负荷不间断供电的独立电源。

（4）双电源：指由两个独立的供电线路向同一个用电负荷实施的供电。这两条供电线路是由两个电源供电，即由来自两个不同方向的变电站或来自具有两回及以上进线的同一变电站内两段不同母线分别提供的电源。

（5）双回路：指为同一用电负荷供电的两回供电线路。

（6）保安负荷：指用于保障用电场所人身与财产安全所需的电力负荷。一般认为，断电后会造成下列后果之一的，为保安负荷：

1）直接引发人身伤亡的；

2）使有毒、有害物溢出，造成环境大面积污染的；

3）将引起爆炸或火灾的；

4）将引起重大生产设备损坏的；

5）将引起较大范围社会秩序混乱或在政治上产生严重影响的。

2. 供电电源配置的一般原则

（1）供电电源应依据客户分级、用电性质、用电容量、生产特性以及当地供电条件等因素，经过技术经济比较、与客户协商后确定。

（2）特级重要电力客户应具备三路及以上电源供电条件，其中的两路电源应来自两个不同的变电站，当任何两路电源发生故障时，第三路电源仍能保证独立正常供电。

（3）一级重要电力客户应采用双电源供电，二级重要电力客户应采用双电源或双回路

供电。

（4）临时性重要电力客户按照用电负荷重要性，在条件允许的情况下，可以通过临时架线等方式满足双电源或多电源供电要求。

（5）对普通电力客户可采用单电源供电。

3. 供电线路及双电源电压等级

（1）根据客户分级和城乡发展规划，选择采用架空线路、电缆线路或架空-电缆线路供电。

（2）双电源、多电源供电时宜采用同一电压等级电源供电，供电电源的切换时间和切换方式要满足重要电力客户允许中断供电时间的要求。

4. 供电电源点确定的一般原则

（1）电源点应具备足够的供电能力，能提供合格的电能质量，满足客户的用电需求，保证接电后电网安全运行和客户用电安全。

（2）对多个可选的电源点，应进行技术经济比较后确定。

（3）根据客户分级和用电需求，确定电源点的回路数和种类。

（4）根据城市地形、地貌和城市道路规划要求，就近选择电源点。路径应短捷顺直，减少与道路交叉，避免近电远供、迂回供电。

5. 自备应急电源配置的一般原则

（1）重要电力客户应配备自备应急电源及非电性质的保安措施，满足保安负荷应急供电需要。对临时性重要电力客户可以租用应急发电车（机）满足保安负荷供电要求。

（2）自备应急电源配置容量应至少满足全部保安负荷正常供电的需要。有条件的可设置专用应急母线。

（3）自备应急电源的切换时间、切换方式、允许停电持续时间和电能质量应满足客户安全要求。

（4）自备应急电源与电网电源之间应装设可靠的电气或机械闭锁装置，防止倒送电。

（5）对于环保、防火、防爆等有特殊要求的用电场所，应选用满足相应要求的自备应急电源。

（6）非电性质保安措施配置的一般原则：非电性质保安措施应符合客户的生产特点、负荷特性，满足无电情况下保证客户安全的需要。

2.4.3 供电方案答复及组成

1. 供电方案答复

（1）供电方案答复包括两部分：高压供电方案答复单（表）和供电方案正文。

（2）供电方案应在规定的时限内书面提交给客户，若不能如期确定供电方案时，应主动向客户说明原因。为此，以前很多地方为防止超时办理进而上级检查时受到批评，办事人员往往在客户办理申请及其他流程时，不让客户填写时间。

（3）高压供电方案有效期为 1 年，低压供电方案有效期为 3 个月。供电方案变更，应严格履行审批程序，如由于客户需求变化造成方案变更，应书面通知客户重新办理用电申请手续；如由于电网原因，应与客户沟通协商，重新确定供电方案后再书面答复客户。

有时由于客户接入系统方案中的路径涉及城市规划、投资、征地甚至拆迁补偿等，情况

相当复杂，需要客户、政府、供电公司等反复比较、协商，供电方案往往半年甚至1年还确定不下来，对于110kV及220kV大型用电客户，一定要考虑到此特殊情况。

2. 供电方案组成

依据国家电网公司业扩供电方案编制有关规定和技术标准要求，根据现场勘察结果、电网规划、用电需求及当地供电条件等因素，经过技术经济比较、与客户协商一致后，拟定供电方案。

（1）方案答复单（表）包括：

1）客户基本用电信息，包括户名、用电地址、用电类别、行业，核定的用电容量，拟定的客户分级；

2）营业费用明细；

3）告知事项：具备供电条件时给出供电方案正文，不具备条件时说明原因。

（2）供电方案正文，包括5部分。

1）客户接入系统方案，包括供电电源数（单电源或多电源），每路电源供电电压等级、进线供电容量、供电电源位置、路径、出线方式，供电线路敷设方式，产权分界点设置等。

2）客户受电系统方案，包括受电装置的容量、无功补偿标准、客户电气主接线型式、运行方式、主要受电装置电气参数，并明确应急电源及保安措施配置、谐波治理、继电保护、调度通信要求。

3）计量方案，包括计量点设置、电能计量装置配置类别、接线方式、计量方式、用电信息采集终端安装方案。

4）计费方案，包括用电类别、电价分类及功率因数考核标准等信息。

5）其他告知事项，包括客户有权自主选择具备相应资质要求的电力设计、施工单位，以及设备材料供应商和注意事项等。对有受电工程的客户，应明确受电工程建设投资界面。

2.5 勘察设计合同签订

2.5.1 客户报装工程“三不指定”

国家电力公司2001年1月16日《关于开展电力市场整顿和优质服务年活动的决定》中规定：在报装工程中，对客户自建工程不指定设计，不指定施工队伍，不指定设备材料采购，简称“三不指定”。实际上，至少自20世纪90年代中期，不少地方就提出了“三不指定”的概念。

从2005年起，电力监管委员会按照《供电服务监管办法》（试行，已废止。新版《供电监管办法》已于2010年1月1日起施行）对供电企业经营服务中“三不指定”的执行情况进行监管，促使供电企业树立以客户及其需求为中心的服务意识和市场竞争的理念，合理设置报装流程，方便客户报装接电，公平、无歧视地开放供电市场，推动客户受电工程的市场化。后于2009年发布了《国家电力监管委员会用户受电工程“三指定”行为认定指引》，使“三指定”行为认定有了更具体可行的操作标准。电监会每年都进行相关检查并连续多次发文，如2010年3次发文，2011年同样又下发3个文件：《关于深入开展供电企业用户受电工程“三指定”专项治理工作的通知》（电监稽查［2011］6号）《关于开展2011年供

电企业用户受电工程“三指定”专项治理重点排查工作的通知》（办稽查［2011］36号）《关于对用户受电工程“三指定”行为等进行全面整改的通知》（办稽查［2011］69号）等。

2.5.2 合同签订注意事项

（1）如果受理客户报装的供电公司（市级、省级）有资质满足要求的下属的电力设计院，目前，一般来说设计还是交给电力部门的设计院为好。一方面，电力设计院与将来参与设计审核的各部门人员十分熟悉，并熟悉各项审核流程及所需的相关资料、当地电力部门具体要求、电网结构及参数；另一方面，价格也可协商。有些项目变电站包含在厂内工艺生产线设计合同内，让厂内工艺生产线设计单位设计，尽管也有相应的资质，但一般不易通过项目所在地供电部门的审核，最后还得让当地电力设计院重新设计。

（2）勘察设计合同应包括：勘察、可研、初设、施工图和实际竣工图等内容。

1）勘察。如果电力设计院没有勘察资质，客户可自行委托有资质的单位进行勘察，也可总包在合同里，让电力设计院委托相关单位勘察，但必须商谈时说清楚并在合同里作为专项条款列出。

2）竣工图。请注意，一般设计院包括电力设计院不出竣工图，除非合同有说明。如果验收送电要求必须有竣工图，则可在设计合同里注明，也可在安装合同中要求施工单位找设计院出竣工图。

3）如果项目有厂区外部电源线路工程，那么线路部分的从勘察到竣工图等工作也应包含在变电站设计合同内。合同应包括各专业所需全部图样资料，如总图、概预算、土建（建筑、结构）、给排水、暖通、照明、消防、电气、通信、线路等。某项目建一个110kV变电站，由于考虑不周，仅设计补充合同就达6个，不仅造成总的设计费用高，浪费了经办人员大量的精力，造成变电站建设时间大大延长，还直接造成投资近10亿元的整个生产线投产日期一拖再拖。

4）图样份数。初设图样、施工图样都需要审核，将来施工、监理、供电公司资料归档等都需要图样 ，因此图样特别是电气、通信等图样份数应在合同里注明，一般不应低于15套。

5）合同应强调设计院的设计成果——图样、文件等应满足国家有关标准及行业技术标准、规程、规范，政府及当地电业部门具体要求，确保不能因设计不当影响工程验收送电并以最终通过验收送电投运为检验标准。

（3）勘察设计合同价格的商谈。

1）双方价格商谈的基础依据是国家计委、建设部发布的《工程勘察设计收费管理规定》，该规定共十六条，自2002年3月1日起实施。其中：

第五条　工程勘察和工程设计收费根据建设项目投资额的不同情况，分别实行政府指导和市场调节价。建设项目总投资估算额500万元及以上的工程勘察和工程设计收费实行政府指导价；建设项目总投资估算额500万元以下的工程勘察和工程设计收费实行市场调节价。

第六条　实行政府指导价的工程勘察和工程设计收费，其基准价根据《工程勘察收费标准》或者《工程设计收费标准》计算，除本规定第七条另有规定者外，浮动幅度为上下20%。发包人和勘察人、设计人应当根据建设项目的实际情况在规定的浮动幅度内协商确定

收费额。

实行市场调节价的工程勘察和工程设计收费，由发包人和勘察人、设计人协商确定收费额。

第七条　工程勘察费和工程设计费，应当体现优质优价的原则。工程勘察和工程设计收费实行政府指导价的，凡在工程勘察设计中采用新技术、新工艺、新设备、新材料，有利于提高建设项目经济效益、环境效益和社会效益的，发包人和勘察人、设计人可以在上浮25%的幅度内协商确定收费额。

第八条　勘察人和设计人应当按照《关于商品和服务实行明码标价的规定》，告知发包人有关服务项目、服务内容、服务质量、收费依据，以及收费标准。

这是客户与设计院谈价的法律依据，设计院应出具具体的收费算法及金额。最终价格取决于双方经办人员的谈判技巧等多方面因素，双方按标准商谈，有的地方可以降到70%，而有的地方只能降到95%。

2）《工程勘察收费标准》和《工程设计收费标准》是《工程勘察设计收费管理规定》的核心内容。工程勘察收费是指勘察人根据发包人的委托，收集已有资料、现场踏勘、制订勘察纲要，进行测绘、勘探、取样、试验、测试、检测、监测等勘察作业，以及编制工程勘察文件和岩土工程设计文件等收取的费用。《工程勘察收费标准》共16章，其中第11章“电力工程勘察”适用于火电、变电、送电、核电工程初步设计和施工图设计阶段的工程勘察收费；水利水电工程的勘察收费有专门章节——第10章。

工程设计收费是指设计人根据发包人的委托，提供编制建设项目初步设计文件、施工图设计文件、非标准设备设计文件、施工图预算文件、竣工图文件等服务所收取的费用。《工程设计收费标准》共9章，其中第5章“水利电力工程设计”适用于水利、发电、变电、送电、核电工程设计收费。

3）关于变电站项目建设预算总投资，由于与用户所采用的工程施工、安装的预算定额版本、预算软件不同，有时差别很大，客户往往认为设计院预算做得高。预算高会造成一个对客户不利的后果：土建施工、设备安装价格都高了，而当地供电公司下属的电建公司很多是以设计院的预算谈价的，如果电建公司自己做预算价格会更高。因此，客户不能认为此时与设计院的设计合同早已签订完毕，预算总额的多少并不影响设计费用的多少，预算总额多少没有实际意义，否则将使自己在未来的土建施工、设备安装价格谈判中处于被动的局面。客户应与设计院做预算的技术人员及时沟通，取得一致意见，做到科学、公正、合理。

2.6　设计审核

2.6.1　设计合同签订之后设计院要做的工作

（1）提供一份要求业主应提供的资料清单，如电子版总平面图、设备清单、配出回路的数量及容量、起动方式及谐波情况或谐波评估报告等。

（2）进行现场勘察。

（3）按供电公司要求将设计院相关资质文件送客服中心审核。

（4）进行可行性研究，并出具可研报告，可研审核（也称评审）通过后根据审核意见

做初步设计。可研、初设评审都由营销部下属的客服中心组织，并负责出具书面审核会议纪要送达客户、设计院。审核会除客户、设计院参加外，供电公司内部变电、送电、调度、生产技术部门、继保、通信（远动）、计量等相关专业、部门都要参加，项目所在地县区供电公司按市客服中心要求派人参加，有的地方初设审核要求监理、施工单位参加。

（5）初设审核通过后，根据审核意见向客户出具加盖公章的书面订货技术文本。应包括：

1）一次侧设备：主变压器、GIS（或断路器、负荷开关、接地开关、PT、CT 等）；

2）二次侧设备：10kV 或 35kV 开关柜（即主变压器二次侧进线柜、PT 柜、配出柜等）、电容补偿装置；

3）低压及继电保护系统：交流屏、后台机系统、五防系统、主变压器保护屏、继保屏、计量屏、直流屏、UPS 屏；

4）通信系统。

2.6.2 注意供电公司的特殊要求

由于多种原因，各地对接入电网的设备的要求差别较大，尽管已有国家标准。如某项目新装一台 35kV、25MVA 变压器，当地供电公司要求变压器短路阻抗 15%，而国标值为 8.0%；某地要求接入电网的客户变压器保护采用“主后一体，两套不同原理”，即主变压器主保护与后备保护采用一体式微机保护器（一般情况下是分开的），主保护包含不同原理的两套保护装置。这是《国家电网公司十八项电网重大反事故措施》对重要客户继电保护的要求，而对此三级负荷项目，就没有必要。

2.6.3 客户的要求

对于变电站室内 10kV 或 35kV 配出柜，电力系统的习惯是将微机保护器及电能计量装置（仅用于内部电能统计）集中安装于继保屏和计量屏上，与主变压器保护屏等集中安装于一个二次室内，再按要求配上房间空调等通过良好的环境来进一步提高设备的稳定性和可靠性。但一般客户习惯将微机保护装置及电能计量装置直接安装在配出柜本体上，当线路（一般为电缆线路）出现故障时便于快速查找配出回路的故障信息，利于维护。

2.6.4 谐波评估

2.6.4.1 谐波评估的必要性

原电力工业部于 1998 年 3 月 19 日发布了《电网电能质量技术监督管理规定》（电综［1998］第 211 号），其中：

第五条　因电网或客户用电原因引起的电能质量不符合国家标准时，按“谁干扰，谁污染，谁治理”的原则及时处理，并贯穿于电网及用电设施设计、建设和生产的全过程。

第十六条　对于干扰影响电能质量和污染电气安全使用环境的电气设备、工程，必须在该设备、工程立项前，根据当地电网条件、国家标准和有关规定，对其接入电网运行产生的干扰，影响进行技术评估。发现不符合规定时，该设备、工程应采取有效的防治措施，并与工程同时设计、同时施工、同时验收、同时接入使用。

据此，很多省级电网公司都出台并陆续修订了具体的电能质量管理规定。按照规定，对

于具有非线性负荷（如电气化铁路、冶金行业等）并可能影响供电质量或电网安全运行的客户，应书面告知客户委托有资质的单位开展电能质量评估工作，并提交初步治理技术方案，作为业扩报装申请的补充资料。这也是设计和验收所需的资料。一般评估只有省级电力科学研究院才具有评估资质。有的省份要求具有大功率中压变频器的项目也要进行评估。2011 年华北地区某项目 35kV 变电站谐波评估价格为 6. 8 万元。作为客户应注意评估结果的公正性和正确性，可参考同行同等规模厂家的情况，特别是跨省运作的大型企业集团，可以将同等规模的工厂做对比。

2. 6. 4. 2　谐波概念及相关要求

1. 谐波

在理想的情况下，供电系统的电压或电流波形应该是理想的工频（50Hz 或 60Hz，我国为 50Hz）正弦交流电，它们经过线性无源元件电阻、电感或电容后仍是工频正弦波形，但经过非线性元件后电压或电流的波形就发生了变化，不再是正弦波了，我们称波形发生了畸变。用傅里叶级数分析可得出，这些畸变的波形可以看作是由基波分量（频率等于工频频率的正弦交流量）和频率大于工频的正弦交流分量合成的，其中频率为基波频率整数倍的称谐波，非整数倍的称间谐波。

谐波对公用电网是一种最主要、最常见的污染，它使用电设备所处的环境恶化，也对周围的通信系统和公用电网以外的设备带来危害。因此，必须加以限制和治理。

国标 GB/T 14549—1993《电能质量　公用电网谐波》中相关定义：

基波（分量）：对周期性交流量进行傅里叶级数分解，得到的频率与工频相同的分量；

谐波（分量）：对周期性交流量进行傅里叶级数分解，得到频率为基波频率大于 1 整数倍的分量；

谐波次数：谐波频率与基波频率的整数比。如 150Hz 的谐波称为 3 次谐波。

2. 谐波源

谐波源指向公共电网注入谐波电流或在公共电网中产生谐波电压的电气设备。谐波源都是具有非线性特性的设备。当前，电力系统的谐波源，就其非线性特性而言可分为三大类：

铁磁饱和性：各种铁心设备，如变压器、电抗器，其铁磁饱和特性呈现非线性。

电子开关型设备：主要为各种交直流换流装置、双向晶闸管可控开关设备以及 PWM 变频器等电力电子设备，如电气机车、整流器、逆变器、变频器、相控的调速和调压装置、电视机、计算机等。

电弧型：气体放电灯、交流电弧炉和交流电焊机等具备严重非线性特性的设备。

3. 常见的大容量非线性负荷设备

（1）大容量非线性负荷指接入 110kV 及以上电压等级电力系统的电弧炉、轧钢设备、地铁、电气化铁路牵引机车，以及单台 4000kVA 及以上整流设备等具有波动性、冲击性、不对称性的负荷。

（2）常见的接入电网的非线性负荷设备的主要种类如下：

1）换流和整流装置，包括电气化铁路、电车整流装置、动力蓄电池用的充电设备等；

2）冶金部门的轧钢机、感应炉和电弧炉；

3）电解槽和电解化工设备；

4）大容量电弧焊机；

5）大容量、高密度变频装置；

6）其他大容量冲击设备的非线性负荷。

4. 电力系统对新建或增容谐波源客户的管理

（1）管理对象。在冶金、交通、化工、电信、煤炭、有色金属、机械、汽车制造等行业及其他行业中可能对电网造成谐波影响的客户。

（2）供电方案制定部门负责在谐波源客户供电方案上注明“必须做谐波评估”。

（3）按照“谁污染、谁治理”、“同步设计、同步施工、同步投运、同步达标”的原则，在供电方案中，明确客户治理电能质量污染的责任及技术方案要求，以国家标准为唯一治理目标值。

（4）客户应委托有资质的专业机构出具非线性负荷设备接入电网的电能质量评估报告。

（5）供电公司谐波专责工完成与客户签订“保证公用电网电能质量协议”工作。只有供电公司谐波专责工确认客户签订了“保证公用电网电能质量协议”和“委托评估协议书”后，该客户方可领取供电方案。

（6）客户应在用电工程报竣工前，提供“保证公用电网电能质量协议”“谐波指标书”“用电设备对公用电网电能质量影响评估报告”等资料。

（7）有的省网公司规定：新（扩）建或改造的非线性客户在申请用电时，必须提供有关用电设备的参数和运行特点。当客户非线性设备用电容量占其总用电容量 20% 及以上的，客户必须委托开展接入系统前的电能质量评估；客户非线性设备用电容量占总用电容量不足 20% 或无法确定负荷性质的，可暂不评估，但必须在投运后进行电能质量指标的测试，确定对电网电能质量的影响是否在国标允许范围内。

（8）谐波限值。客户负荷注入公共电网连接点的谐波电压限值及谐波电流允许值应符合《电能质量　公用电网谐波》（GB/T 14549—1993）国家标准的限值。

（9）电压波动和闪变的允许值。客户的冲击性负荷产生的电压波动允许值，应符合《电能质量　电压波动和闪变》（GB/T 12326—2008）国家标准的限值。

2.6.5　初设审查项目

（1）高压供电客户应提供以下内容：

1）设计单位资质；

2）以审核后的供电方案为依据的受电工程设计及说明书；

3）负荷组成与分布图及设计计算的最大负荷资料；

4）负荷组成、性质及保安负荷；

5）影响电能质量的用电设备清单；

6）一次受电设备主要技术参数明细表；

7）主要生产设备、生产工艺耗电以及允许中断供电时间；

8）高压受电装置一、二次接线图与变（配）电室的平面布置图；

9）用电功率因数计算和无功补偿方式及容量；

10）过电压保护、继电保护和电能计量装置的方式；

11）隐蔽工程设计资料及接地装置图；

12）线路设备的杆型图及地理位置接线图；

13）产生和消除谐波的技术措施和资料；

14）自备电源及接线方式；

15）供电企业认为必须提供的其他资料。

（2）审核重点。

1）客户受电工程设计的审核应依照国家标准、行业标准以及审定的供电方案进行；并将审核结果以书面形式答复客户。重点审核配电室能否满足相关规定，主要电气设备技术参数、主接线方式、运行方式、线缆规格应满足供电方案要求；继电保护、通信、自动装置、接地装置的设置应符合有关规程；进户线缆型号截面、总开关容量应满足电网安全及客户用电的要求。电能计量和用电信息采集装置的配置应符合 DL/T 448—2000《电能计量装置技术管理规程》等相关标准。

2）对重要电力客户，还应审核自备应急电源及非电性质保安措施必须满足有关规程、规定的要求。

3）对有非线性阻抗用电设备（高次谐波、冲击性负荷、波动负荷、非对称性负荷等即特殊负荷）的客户，还应审核谐波负序治理装置及预留空间、电能质量监测装置是否满足有关规程、规定要求。

4）审查配电室内无线信号增益条件，应满足电网调度信息传输要求。

5）客户受电工程要依据有关技术标准及规程要求，严格限制影响电网系统安全、稳定及电能质量的设备入网。入网设备和材料必须是国家电力行政主管部门确定的目录厂家的目录产品，具有生产许可证、出厂合格证、出厂试验报告。要积极推行典型设计，倡导采用节能环保的先进技术和产品，禁止使用国家明令淘汰的产品。

按照《进一步精简业扩手续、提高办电效率的工作意见》要求：简化重要或有特殊负荷客户的设计审查和中间检查内容，客户内部土建工程、非涉网设备等不作为审查内容。上述 4）、5）两项不是必审（检）项目。

（3）电能计量装置设计审查。

DL/T 448—2000《电能计量装置技术管理规程》有专门的电能计量装置设计审查条款，要求如下：

1）各类计量装置的设计方案应经有关电能计量人员审查通过。

2）设计审查的内容包括计量点、计量方式（电能表与互感器的接线方式、电能表的类别、装设套数）的确定；电能计量器具的功能、规格、准确度等级、互感器二次回路及附件、电能计量柜（箱）的技术要求及选用、安装条件的审查等，以及电能信息采集终端等相关设备的技术要求及选用、安装条件的审查等。

3）经审查的电能计量装置设计方案，应由组织审查机构出具电能计量设计审查意见，并经各方代表签字。

4）凡审查中发现不符合规定的部分应在审查结论中明确列出，原设计单位据此修改设计。

5）用电营业部门在与客户签订供用电合同、批复供电方案时，电能计量点和计量方式的确定以及电能计量器具技术参数的选择等内容应由电能计量技术机构的专职（责）工程师会签。

2.6.6 设计单位资质审核

（1）一个地方能够从事电力工程设计的单位并不多，具体到某一家单位是否具有相应资质，客户可以向客服经理了解。按照“办事公开”的原则，很多地方有公开的可以从事设计、施工的单位目录以便于客户选择。

（2）一般对客户受电工程设计单位资质审核要求如下（各地要求不一）：

1）为保证设计质量，确保电网安全和客户权益，客户应依据《电力工程勘察设计单位资质管理办法》（电建［1995］504 号）要求，自行委托具备相应资质的设计单位，依据审定后的供电方案和国家相关标准开展受电工程设计。

2）接受委托电气工程设计的单位，按《电力工程勘察设计单位资质管理办法》规定必须具备由建设管理部门颁发的有效相应等级的《工程设计证书》和《工程设计收费资格证》才能进入客户受电工程设计市场。

3）为保障客户受电工程设计工作正常进行，供电企业应根据客户要求，提供设计中需要的有关电网参数。

4）根据《电力工程勘察设计单位资质管理办法》“工程勘察设计单位提交的勘察、设计文件，必须在封面上注明资质证书的行业、等级和证书编号，审查勘察设计文件的部门首先要核实工程勘察设计单位的资质；对违反该办法完成的勘察、设计成果，审查部门不予审查，施工单位不得施工”的规定，客户服务中心（分公司）按报装权限受理客户送审的受电工程图样资料时，应对设计单位的设计资料的完整性进行审核，对于资料欠缺或不完整的，应一次性告知客户需要补充完善的相关资料。审核合格后双方在《受电工程图样审核登记表》上签字。

（3）《电力工程勘察设计单位资质管理办法》第六条：电力工程勘察设计资质按发电、送变电两个专业划分为甲、乙、丙、丁四个等级。

甲级单位可以承担各类发电工程或送变电工程勘察设计，发电工程按承担机组的高限划分为 200MW、300MW 和 600MW 及以上三档；

乙级单位可以承担单机容量 50MW 及以下机组发电工程或 220kV（330kV）以下电压等级的送变电工程勘察设计；

丙级单位可以承担单机容量 12MW 及以下机组发电工程或 110kV 及以下电压等级的送变电工程勘察设计；

丁级单位可以承担 35kV 电压等级的送变电工程勘察设计。

首次承担证书允许的高限工程勘察设计时，要请有相应资格的勘察设计单位进行技术咨询。

2.7 业务收费及高可靠性供电费用

2.7.1 业务收费项目

业务收费最容易出现乱收费，是客户意见最大的地方之一，也是电力监察重点治理的项目之一。按照规定，所有收费项目及收费标准和依据都应公开。实际工作中可能会出现以

下收费：试验费（不包括安装过程中中间试验、交接试验、变电站安全器具试验等标准规定的试验项目的收费）、系统调试接口费、保护参数整定费、调度接口费、软件费、计量装置校验费、计量电表费、负控装置费、电力负荷管理终端建设费（若涉及原有负荷管理装置迁移、变动，应缴纳负荷管理装置迁移费）、启动方案编制费、复验费、谐波评估费和高可靠性供电费等。实际工作中各地收费项目差别很大，例如有的地方对单电源客户除电力负荷终端费外，其他一律不收，如果客户采用光纤通信装置且已包含电力负荷终端设备，则电力负荷终端费也不收取。凡是收费项目，至少应有省一级物价管理部门的批准文件，否则就是违规收费。

2.7.2 高可靠性供电费

高可靠性供电费用的收取，由于相关文件规定不具体，造成理解不一。争议主要有以下几点：

1. 高可靠性供电费用容量确定

（1）各地收取此项费用的依据是《国家发展改革委关于停止收取供配电贴费有关问题的补充通知》（2003 年 12 月 23 日发改价［2003］2279 号）。该文件共有五条，其中“三、为了节约电力建设投入，合理配置电力资源，对申请新装及增加用电容量的两路及以上多回路供电（含备用电源、保安电源）用电户，在国家没有统一出台高可靠性电价政策前，除供电容量最大的供电回路外，对其余供电回路可适当收取高可靠性供电费用。”“适当收取”的供电容量，是供电企业在制定供电方案时，经供用电双方协商约定的容量，每一回路的约定容量为该路电源最大供电容量，即在其他回路电源缺失情况下，该回路为保证客户认可的重要负荷运转而允许供给的最大容量，有别于变压器容量。

对两路及以上多回路供电收取高可靠性供电费用，是在国家没有统一出台高可靠性电价政策前，高可靠性电价的过渡政策。高可靠性电价是可靠性电价的一种类型。为了提高供电可靠性，必须增加系统的备用容量和备用线路，导致供电成本升高，客户应该承担的较高电价。高可靠性供电是客户在用电过程中，供电企业因线路检修、不可抗力、紧急避险、用电事故、电力负荷等，导致供电线路停止供电时，对客户重要部位保证供电的一种供电方式。高可靠性供电费用，是客户为了提供电可靠性，电网必须增加系统的备用容量和备用线路，客户应该承担的费用。

对申请新装及增加用电容量的两路及以上多回路供电（含备用电源、保安电源）用电户，在制定供电方案时，与客户协商确定每回路最大供电容量，根据客户多回路运行方式，确定客户应交纳的高可靠性供电费用。

（2）对于客户因发展需要而分期建设的项目，供电企业分期提供一路电源，而形成的多回路供电；或者客户报装容量较大，附近没有高一级电压等级电源，采用多回路供电的，客户内部没有电气连接的两路及以上多回路供电的，供电企业的变电站主变压器、供电线路不需增加备用容量，客户的多路供电不是为了提高供电的可靠性，而是生产或生活需要，不应收取高可靠性供电费用。

（3）对申请新装及增加用电容量的两路及以上多回路供电（含备用电源、保安电源）用电户，当其中一条或多条发生故障，供电企业应明确任意一回路可供的最大供电容量。为了满足客户供电需求，供电企业的变电站主变压器、供电线路必须提供备用容量。计算高可

靠性供电费用计费容量时，除供电容量最大的供电回路外，对其余供电回路按可供的最大容量收取高可靠性供电费用。比如，两回 110kV 线路，同时运行互为备用，正常运行时每回供电容量 100MVA，当其中一回线路故障，另一回可供最大容量 150MVA，高可靠性供电费用容量应按 150MVA 收取。当其中一回线路故障，若另一回可供全部容量，高可靠性供电费用容量应按 200MVA 收取。

因此，对于两回及以上多回路、内部电气连接同时运行供全部负荷的客户，任意一回路不能供全部负荷，在制定供电方案时，应明确每一回路可供最大容量，除供电容量最大的供电回路外，对其余供电回路均按可供的容量收取高可靠性供电费用。但实际中有时出现没有明确的情况，则可按线路可承受的电流及电流互感器电流比取两者较小的计算。

（4）两回及以上多回路供电的客户，一回路运行、其他回路备用，或者同时运行互为备用，其各回线路单独运行均可满足客户全部负荷供电的，除一回以外的其他各供电回路均按照客户全部负荷装接容量收取高可靠性供电费用。

（5）两回及以上多回路供电的客户，一回路运行、其他回路备用，或者同时运行互为备用，其中一回单独运行可满足客户全部负荷供电的回路外，其他各回路均不能单独满足全部用电负荷供电的，除供电容量最大的供电回路外，其他回路均按照核定的线路最大负荷或双方约定的供电容量计算。

（6）专门用于向客户保安负荷供电的线路，高可靠性供电费用收费容量按客户保安负荷装接容量计算。

2. 高可靠性供电费用线路方式的确定

（1）对收取高可靠性供电费用，是按照架空、还是电缆存在争议。一种观点认为，高可靠性供电费用的收取按照客户线路的架设方式，客户线路是电缆就按电缆线路标准收取，是架空线路就按架空线路标准收取；另一种观点认为，按照客户线路接入点确定，接入点是电缆就按电缆线路标准收取，是架空线路就按架空线路标准收。发改价格［2003］2279 号文“五、高可靠性供电费用和临时接电费用收费标准，由各省（自治区、直辖市）价格主管部门会同电力行政主管部门，在《国家计委、国家经贸委关于调整供电贴费标准等问题的通知》（计价格［2000］744 号）规定的收费标准范围内，根据本地区实际情况确定，并报我委备案”。计价格［2000］744 号规定地下电缆线路供电工程贴费标准不得超过架空线贴费标准的 1.5 倍，具体标准由各省级物价部门核定。高可靠性供电费用按照供电方式收取应是以供电工程划分，而不是以客户线路来划分。

（2）收取高可靠性供电费用和临时接电费用，地下电缆线路的确定，应按以下方式计收：

1）对于“T”接方式供电的，地下电缆线路指从供电变电站至客户“T”接点之间的主干线路是电缆敷设的线路。供电变电站至客户“T”接点之间的主干线路有可能是全线电缆，也可能是部分电缆，主干线路的 80% 及以上是电缆敷设的线路，按照电缆标准计收，或者按照电缆、线路长度的比例计收。

2）对于变电站出线、开闭所、环网单元、电缆分支箱出线的，凡供电接入点电源侧线路为地下电缆的，该供电点接入的客户应按地下电缆计收。

2.8 监理、安装施工单位确定

2.8.1 监理

大型客户变电站建设工程土建部分施工、监理及设备订货，当地电力公司一般都放开了，可由客户自己根据相关规定要求进行。设计、设备安装一般电力公司管得比较紧，很多地方都是由其内部设计院和电建公司承接的，尽管不符合“三不指定”。设备安装监理管得相对较松，可由电力公司的监理单位监理，也可由其他具有相应资质的单位监理。工作经验：在变电站设计、安装方面，尽管有时厂内工艺生产线的设计、安装单位都是国内该行业数一数二的，且大部分是央企，但就电气方面与当地电力公司下属的电力设计院、电建公司的工作质量、严谨程度相比，差距相当明显。因此，建议一般情况下设计、安装还是交给当地电力公司负责。

对于大型电力客户变电站建设是否必须聘请监理公司，很多省份业扩实施细则中没有提及，个别省份根据国家相关规定、条例列出了一些要求，但都不是特殊要求。《国家电网公司电力建设工程施工质量监理管理办法》（国家电网基建［2010］166 号）适用于其内部 35kV 及以上电压等级输变电工程项目部。根据国务院《建设工程质量管理条例》（国务院令第 279 号，2000 年 1 月 30 日）第十二条要求，下列五类建设工程必须实行监理：（一）国家重点建设工程；（二）大中型公用事业工程；（三）成片开发建设的住宅小区工程；（四）利用外国政府或者国际组织贷款、援助资金的工程；（五）国家规定必须实行监理的其他工程，如水利建设、城市基础建设、学校和影剧院等。实行监理的建设工程，建设单位应当委托具有相应资质等级的工程监理单位进行监理，也可以委托具有工程监理相应资质等级并与被监理工程的施工承包单位没有隶属关系或者其他利害关系的该工程的设计单位进行监理。

监理费双方可依据国家发展改革委、原建设部关于印发《建设工程监理与相关服务收费管理规定》的通知（发改价格［2007］670 号）商谈。监理范围为设备安装的全过程，包括土建基础交安直至送电投运、资料归档，监理合同一般都有标准文本。当监理单位和安装单位同属一个上级主管单位时，可依据国标 GB/T 50319—2013《建设工程监理规范》（2014 年 3 月 1 日起实施）在合同中强调监理的责任，特别要注意施工过程监理及对甲方所供设备、材料的监管，是否符合当地电力部门的要求，做到不合格的材料（设备）不得进场验收，更不得安装使用，以防止竣工验收时再返工。还要坚决杜绝两者因属同一个上级主管单位，相互比较了解，监理公司不派专业监理工程师进驻施工现场，几天来一次，只收费不监理，实际成为一个“盖章监理公司”情况的发生。

2.8.2 安装

2.8.2.1 安装单位资质要求

电监会第 28 号令《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》（自 2010 年 3 月 1 日起施行）相关条文：

第四条　在中华人民共和国境内从事承装、承修、承试电力设施活动的，应当按照本办法的规定取得许可证。除电监会另有规定外，任何单位或者个人未取得许可证，不得从事承

装、承修、承试电力设施活动。

本办法所称承装、承修、承试电力设施，是指对输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验。

第六条 许可证分为承装、承修、承试三个类别。

取得承装类许可证的，可以从事电力设施的安装活动。

取得承修类许可证的，可以从事电力设施的维修活动。

取得承试类许可证的，可以从事电力设施的试验活动。

第七条 许可证分为一级、二级、三级、四级和五级。

取得一级许可证的，可以从事所有电压等级电力设施的安装、维修或者试验活动。

取得二级许可证的，可以从事 **220kV** 以下电压等级电力设施的安装、维修或者试验活动。

取得三级许可证的，可以从事 **110kV** 以下电压等级电力设施的安装、维修或者试验活动。

取得四级许可证的，可以从事 **35kV** 以下电压等级电力设施的安装、维修或者试验活动。

取得五级许可证的，可以从事 **10kV** 以下电压等级电力设施的安装、维修或者试验活动。

因此业扩管理规定：承揽受电工程施工的单位应具备政府部门颁发的相应资质的承装（修、试）电力设施许可证、建筑业企业资质证书、安全生产许可证。对不具备资质擅自施工的，不予验收和接电。

2.8.2.2 安装合同的签订

（1）工程造价及安装范围的界定。

电力部门对安装的设备、材料有一套较为严格的检查和验收手续，为加快进度，方便安装，一般情况下客户工程除主要设备外，材料、辅助设备都有安装单位负责采购、制作。

合同文本各地格式不同，有的采用当地电力部门的统一文本，有的采用当地建设主管部门制定的用于安装的统一文本，也有采用客户提供的合同文本格式的。不管采用哪一种文本，合同中工程范围、材料供应的界定都是最关键的部分。下面提供一个案例作为参考，此合同文本由当地供电公司提供，部分内容双方反复协商而成。

项目介绍：福瑞变电站增容

福瑞变电站分两期建设，一期已建成：安装 66kV、40MVA 变压器 1 台，GIS 1 套，KYN28-12（10kV）室内开关柜 15 台，户外箱式 10kV 电容补偿装置 1 套，32m 高避雷针 3 台，综保系统 1 套（含直流屏、交流屏、计量屏）等。现建设二期工程：新建架空线路 1 条，安装 66kV、31.5MVA 变压器 1 台等。一二期安装单位均为当地供电公司下属的电建公司。

相关条款

第二条 工程造价及范围

2.1 工程造价

2.1.1 本工程总承包价为×××万元（¥×××0000.00 元）整，此价格为最终价格，已包含其他各种相关费用（如各种试验费、系统调试接口费、保护参数整定费、调度接口

费、软件费、计量装置校验及计量电表费、负控装置费等）且不受市场原材料价格因素影响，不做调整。

2.1.2 本工程造价不包含以下费用：①多回路可靠性费用，②送电前新装电表预交电费。

2.1.3 本工程造价不包含建设土地征用及线路走廊施工占地补偿费用，施工中如遇麻烦由甲方（业主）负责协调解决。

2.1.4 本工程造价包含除 **2.1.2** 和 **2.1.3** 条款之外的所有费用。

2.2 工程范围：本工程为交钥匙工程，包含但不仅限于以下内容

2.2.1 本工程范围包含以下三部分：①福瑞 **66kV** 总降压变电站增容扩建工程安装（设备采购、土建施工甲方负责），②供电公司长山 **220kV** 变电站增加 **66kV** 长福左线间隔改造部分（设备、土建、安装），③**66kV** 长福左线挂线及改造部分（设备、土建、安装）。

2.2.2 本条款中的安装内容包括所有电气设备的安装、试验、调试、接口以及除甲方所供设备以外的所有附属设备及材料采供（福瑞 **66kV** 总降压变电站不含站内照明及 **10kV** 开关柜到甲方厂区内各配电站的出线电缆）。

2.2.3 开工、竣工、验收、送电等相关手续办理。

2.2.4 本期工程与一期工程（正在运行）的接口工作。

第八条 设备交付

8.1 甲方供应的设备到厂后由乙方负责卸车，乙方须书面指定专人办理出库手续。随机出库的包装物及支撑物，乙方应列具清单交甲方仓库备案，并负责退还到甲方仓库。乙方不退还或严重损坏的应予以赔偿，甲方按出库时规定的价款在乙方工程价款结算时扣除。

8.2 安装专用工器具原则上由乙方自行解决。随机带来的专用工具乙方办理借用手续，经甲方批准后借用。乙方借用的专用工具，丢失、损坏或逾期不归还的，甲方按规定价款的两倍在乙方工程价款结算时扣除。

第九条 材料供应

9.1 福瑞 **66kV** 总降压变电站增容扩建安装

9.1.1 甲方提供的设备和材料见下表（见表 **2-7**）

表 **2-7** 甲方提供的设备和材料

序 号	名 称	型 号	数 量
1	有载调压变压器	SZ11-31500kVA 66 ±8 ×1.5%/10.5kV	1 台
2	干式接地变兼所用变	DSC-500/100/10.5	1 台
3	10kV 干式调闸式消弧线圈	XDCZ-400/10.5/15-66（含控制屏 1 面）	1 套
4	66kV 全封闭组合电器（GIS）	ZF12-72.5 2000A-31.5kA	1 套
5	10kV 户外成套并联电容补偿装置	DS4-12/8000-4W（2006 年 12 月安装调试完毕投运，2008 年至今未再使用）	1 套
6	手车式开关柜	KYN28-12	13 面
7	封闭母线桥	2 ×（TMY-100 ×10），室内安装，三段，总长约 22m	三段
8	大容量高速开关限流装置	SGK-12/2000-63	2 面
9	综保系统	深圳南瑞	1 套
10	空调	5P	2 台

9.1.2　以下材料由乙方按设计型号自制或采购（表 2-8）

表 2-8　乙方按设计型号自制或采购的材料

序　号	名　　称	型　　号	数　　量
1	电缆及裸铝线	包括工程范围内的所有高低压电缆、控制电缆、电线、光线以及钢芯铝绞线，具体数量根据现场需要确定	满足安装需要
2	主变压器端子箱	XW1-2	1 台
3	66kV 氧化锌避雷器	HY5WZ2-96/232 附在线检测仪	3 支
4	龙门架	高 8.25m，宽 6.5m（热浸锌）	1
5	热浸锌接地扁钢	－50×5	200m
6	绝缘子串	7×（XWP-7C-D）	3 串
7	支柱绝缘子	ZS2-24/10	6 支
8	矩形母线固定金具	MWP-203	6 套
9	矩形铜母排	2×（TMY-100×10）	40m
10	母线伸缩节	MST-100×10	18 个
11	热缩护套		40m
12	户内冷缩式电缆头		满足安装需要
13	户外冷缩式电缆头		满足安装需要
14	66kV 动力控制箱	XW1-2	1 台
15	穿墙套管	FGW-24/3000	3 支
16	关口电能计量表	准确级 0.2S（66kV 进线、发电联络）	2 块
17	电能质量监测仪	PMC-580	2
18	负控装置		1
19	接地铜排	－25×4	70m
20	非标及其他辅助材料		满足安装需要

注：除 9.1.1 表（表 2-7）所列甲供设备和材料外，其他设备和材料均有乙方承担采购、制作，费用已含在总价中，本表仅列出了部分设备和材料，具体种类型号和数量以不低于国家有关规范、省市电力部门和设计院设计图纸要求的实际安装需要为准。

9.1.3　无论甲方和乙方采购的材料均应保证质量，因材料质量发生的问题，由采购方负责。甲方供应材料乙方在使用前应进行质量复验，如将不符合质量标准的材料安装使用其责任由乙方承担。

9.1.4　材料代用需经甲方和设计院共同会签认可。

9.2　其他两项工程

本合同条款 2.2.1 中②、③两项工程由乙方负责设备及材料采购、土建施工、安装等的所有费用。

（2）注意事项。

1）目前，客户工程的设计、监理、安装等一般都交由当地供电公司下属单位负责。由于涉及的各种政策文件、技术规范（标准）很多，客户往往没有上述单位了解得全面透彻，

可能出现不可预知的涨价因素，因此，在设计、监理、安装合同中，都应有一些“兜底”的条款。

2）尽管国家相关部门、两大电网公司等出台了很多文件并且定期组织检查，但在个别地方业扩报装中乱收费现象仍有可能发生；另外，某些按政策规定的收费项目本身就有一个浮动范围，如果是供电部门电建公司安装因同属一个系统可能就有较大幅度的优惠或减免。因此要在合同中把价格“说死”，范围界定清楚。

3）继保参数整定费：一般一次高压部分继保参数由供电公司继保所给出，但 10kV 柜子由客户负责，而设计院也不负责，所以有的地方继保所要收这一部分的计算费用。当然，如果客户自己能计算且供电公司也认可的话，就自己计算而不用支付此项费用。

4）计量装置校验及计量电表费：电能计量装置原则上安装在供电设施与受电设施的产权分界处。根据 DL/T 448—2015《电能计量装置技术管理规程》7. 3. c）条款规定：**电力建设工程订购的电能计量器具，宜由工程所在地依法取得授权的电力企业电能计量技术机构进行测定或检定**。即并未要求电能计量装置必须从当地电力企业购买，也不必须由当地电力企业进行检定。但实际上计费电能表目前一般都从供电部门购买，价格也就 3000 元左右。既可在合同中约定由安装单位代购，也可由客户自办手续从供电部门购买；如果计量装置配套所用互感器（PT、CT）是客户采购的，有的地方供电公司计量所是要收取互感器校验费的。有时客户采购的互感器尽管是国内一线品牌厂家的合格产品，但电力公司计量所校验时也会出现“不合格”的情况，这时最好先由安装公司出面了解更详细的情况，以便于客户、供应商、电力公司计量所之间进行更有效的沟通。

5）负控装置：即电力负荷控制装置，又称为电力系统负荷控制终端，它是指能够监视、控制地区和客户电力、电能的各类仪器和装置，包括音频、载波、无线电、复用电话等集中型电力负荷控制装置和电力定量器、电流定量器、电力时控开关、电力监控仪、多费率电能表等分散型电力负荷控制装置。当客户没用安装专用光纤通信系统时，一般采用双向终端型无线电电力负荷控制装置，它具有负荷远控、配变监测、远程抄表、无线通信、预付电费等功能。DL/T 533—2007《电力负荷管理终端》对负荷终端的功能有具体详细的规定。

要求安装负控装置的政策依据有两个：一是原能源部、国务院经济贸易办公室、国务院电子信息系统推广应用办公室颁发的文件：（能源电［1992］931 号）《电力负荷控制装置装用管理办法》**第八条　凡是由电网供电的电力客户，都要按电力部门的统一规划装用电力负荷控制装置，客户不得拒装。装用电力负荷控制装置的客户名单由当地供电（电业）局的用电管理部门确定并通知客户。客户应在安装前协助做好一切准备工作。**

二是 2010 年 11 月国家发改委、工信部等六部委联合下发的《电力需求侧管理办法》（发改运行［2010］2643 号），其中：

第十八条　电网企业应通过电力负荷管理系统开展负荷监测和控制，负荷监测能力达到本地区最大用电负荷的 70％以上，负荷控制能力达到本地区最大用电负荷的 10％以上，100kVA 及以上客户全部纳入负荷管理范围。

根据以上两个文件，现在大部分地方要求的安装范围是除居民生活、农业生产用电以外的 50kVA 及以上的电力客户。无线电型负控装置的费用因各地所用型号不同价格也不同，一般在 2 万元左右。

关于负控装置更详细的情况可参考本书第 14 章 14. 4. 2 节部分。

（3）安装费用商谈：安装费用一般是双方根据初设及概算进行商谈，有时安装单位自己另做预算。作为客户审查时要熟悉概算及对方所依据的定额版本，重点审核“高套、重套、乱套、错套”的项目。实际上，当变电站建设规模确定之后，其安装费用就基本确定了。由于材料成本所占比例不高，即便没有初设图样和概算，双方也可以谈价格，因为自 2005 年起，电网系统就开始推广输变电工程典型设计了，加上电建公司同规模项目干得多了，所以心中已有基本价格了，剩下的就看双方谈判技巧及对安装、预算等相关专业知识的熟悉程度了。

2.9 设备订货及监造

2.9.1 设备订货

现在，各地电力公司对大型客户工程设备采购一般不干预，但客户要严格按照电力设计院出具的书面订货技术条件订货，订货技术条件必须是经过电力部门初设审核通过的，否则，订货前应将订货技术条件送业扩管理部门审核。另外，也可在设备招标时请设计院、电力公司人员参与评标，技术把关。如某省业扩文件规定：客户受电工程要依据有关技术标准及规程要求，严格限制影响电网系统安全、稳定及电能质量的设备入网。入网设备和材料必须是国家电力行政主管部门确定的目录厂家的目录产品，具有生产许可证、出厂合格证、出厂试验报告。要积极推行典型设计，倡导采用节能环保的先进技术和产品，禁止使用国家明令淘汰的产品。有的地方明文规定设备型号、厂家必须经供电部门同意，竣工验收时要提供《设备选型、选厂确认函》。有的地方对客户设备厂家实行“备案制”：客户工程设计审核后，客户必须在订货前将相应设备选型技术规范书送交报装部门审核，确保设备选型符合国家的有关标准，国家尚未制订标准的，应符合电力行业标准。设备选型应提供：有效的企业生产许可证；有效的企业产品鉴定证书或试验报告；企业质量保证体系或质量认证证书。厂家应提供的备案资料如下：工商营业执照；型式试验报告；3C 认证（低压）；安全证书；ISO 质量体系认证等；如有可能还应提供当地应用案例。

型式试验报告要求不仅包括高压设备（10kV 及以上），也包二次控制设备（如综保系统、电容补偿装置中的控制器）等。目前型式试验报告一般只有一个或两个国家指定的专业试验单位，如变压器试验在沈阳“国家变压器质量监督检验中心”，而高压开关柜、电容器等在“西高院”（全称西安高压电器研究院有限责任公司，以前简称“西高所”）。

由于变压器较重，特别是要求现场不吊心时油已基本加满更是如此，例如一台 110kV、31500kVA 的变压器，其运输重量在 50t 左右，因此订货条款中还应注明变压器交货卸车时是由厂家放在变压器基础上还是放在变压器基础附近，将来由安装单位负责就位。这需要与安装单位协商，在安装及订货合同中都应注明。

如果用于收费的计量电表装在客户变电站内，则订货时应注意电流互感器、电压互感器的接线盒及计量屏应便于供电公司计量部门加铅封。客服中心组织初设审核会议时客户可以主动征询计量人员的意见。

2.9.2 设备监造及技术监督

一般订货合同中都有甲方到设备生产厂家进行监造的相关条款。相关标准有 DL/T

586—2008《电力设备监造技术导则》和 DL/T 1054—2007《高压电气设备绝缘技术监督规程》。国网公司根据技术发展情况，在总结近几年应用经验的基础上，发布了一套完整的技术监督标准。明确了从设备可研规划、工程设计、设备采购、设备制造、设备验收、设备安装、设备调试、竣工验收、运维检修、退役和报废等阶段的全过程技术监督内容，并对设备的监督预警告警和整改的过程监督工作提出了具体要求。这就为设备的监造、监理等提供了更强有力的技术支持。需要说明的是，虽然 Q/GDW 系列标准只是国网公司内部自己使用的企业标准，对其他企业并无约束作用，但国网公司保留了原来电力工业部的主要的科研院所和技术力量，与输配电有关的国家层面的标准实际上仍是这些单位修改、制订的，其制订的相关企业标准技术水平还是很高的，完全可以采用。

1）Q/GDW 11074—2013 交流高压开关设备技术监督导则
2）Q/GDW 11075—2013 电流互感器技术监督导则
3）Q/GDW 11076—2013 消弧线圈装置技术监督导则
4）Q/GDW 11077—2013 干式电抗器技术监督导则
5）Q/GDW 11078—2013 直流电源系统技术监督导则
6）Q/GDW 11079—2013 交流金属氧化物避雷器技术监督导则
7）Q/GDW 11080—2013 架空输电线路技术监督导则
8）Q/GDW 11081—2013 电压互感器技术监督导则
9）Q/GDW 11082—2013 高压并联电容器装置技术监督导则
10）Q/GDW 11083—2013 高压支柱瓷绝缘子技术监督规程
11）Q/GDW 11085—2013　110（66）kV-750kV 油浸式变压器（电抗器）技术监督导则

2.10　安装及中间检查

2.10.1　安装

（1）正式开工前，应将施工企业资质、施工进度安排报供电企业审核备案。工程施工应依据审核通过的图纸进行。隐蔽工程掩埋或封闭前，必须报供电企业进行中间检查。

（2）由于变电站设备安装专业性强、要求严，为保证安装质量，确保相关检查验收一次通过，安装过程中一定要充分发挥监理的作用。同时作为业主也要派技术过硬的人员专门现场跟踪，对照相关规范，从严要求，特别是当地供电公司有安装单位而业主采用了其他安装单位时更应如此。施工单位更应严格要求，一丝不苟，做好各种记录（包括必要的照片），不要试图靠“关系”通过验收。

常用变电站设备安装及验收标准见本书第 3 章，这些标准也适用于监理及检查。

2.10.2　继保参数定值计算

按新的业扩管理规定：受电工程竣工报验前，应向供电企业提供进线继电保护定值计算相关资料。

不论继电保护参数计算是否收费以及费用由谁交纳，业主最好在安装开工后甚至开工前就应将相关参数交给供电公司相关部门技术人员。因为，2010 年版业扩工作规范并没有对

此做出要求，很多供电公司继电保护部门要求客户提前 20～45 天报送相关参数。保护定值出来后还要交给具有相应资质的单位（安装单位或委托的其他单位）进行试验。

2.10.3 中间检查

（1）中间检查一般由客服中心负责。施工单位必须严格按照审批后的设计资料及《用电单位电气工程设计审批意见书》进行施工，无《用电单位电气工程设计审批意见书》不允许擅自施工，否则将追究施工单位责任，由此造成的损失由客户和施工单位自行负责。施工单位开工前必须向供电公司、客户服务中心工程部交开工报告。

（2）中间检查的期限，自受理之日起，低压供电客户不超过 3 个工作日，高压供电客户不超过 5 个工作日赴现场完成检验工作。

（3）受电工程的隐蔽工程（包括居民住宅的楼内配线）掩埋或封闭前，客户应报供电企业进行中间检查，供电公司受理中间检查申请后，应及时组织有关部门及供电服务单位依据审核批准的设计图纸和施工质量开展中间检查，并提前与客户预约时间，告知检查项目和应配合的工作。

（4）对检查中发现的问题，应以《受电工程中间检查结果通知单》的形式一次性通知客户整改。客户整改完成后，应报请供电企业复验，复验合格后方可继续施工。

（5）中间检查合格后以《受电工程中间检查结果通知单》书面告知客户。

（6）对未实施中间检查的隐蔽工程，供电公司应书面通知客户要求返工暴露进行检查，否则不予受理竣工验收申请。

（7）中间检查内容包括：

1）资质审查。设备制造厂家、安装施工单位、设备试验单位、监理单位的资质审查，安装、试验、监理等涉电施工人员的进网作业电工许可证以及注册情况审查。

2）客户受电工程的施工是否符合设计要求。

3）检查有关的技术文件是否齐全，如设备、材料的规格及其说明书、产品出厂合格证件等。

4）对于全部电气装置进行外观检查，确定工程质量是否符合规定。

5）施工工艺和工程选用材料是否符合国家标准和设计要求。

6）检查所有的安全措施是否符合安全技术规程。

7）电气设备元件安装前的特性校验等。

8）检查隐蔽工程，如电缆沟施工、电缆头制作、接地装置埋设等。

9）检查所有高压开关的连锁装置，双电源客户必须采用防止反电源的连锁装置。

10）检查通信联络装置是否安装完毕。

（8）土建部分的中间检查。很多地方供电公司对土建施工已放开，客户一般与厂区内工艺生产线土建放在一起进行招标。但总降土建开工前一定要到供电公司基建部门问清都有什么具体要求，否则事后补办手续很麻烦。特别是一些隐蔽工程施工过程中，除文字资料外还必须留有足够的影像资料。接地网敷设一般都由土建工程施工单位负责，每一步都要严格按照规范要求，做好记录、测试。对于建在山体上即地下全是石头的高土壤电阻率的变电站，必须严格按设计和标准 GB/T 50065—2011《交流电气装置的接地设计规范》要求施工并采取相应的措施，测量按照 DL/T 475—2006《接地装置特性参数测量导则》进行。土建

工程交安前，接地电阻应由负责安装的施工单位或供电公司相关单位测试合格。

2.11 竣工检验

2.11.1 竣工检验组织

（1）供电公司成立客户受电工程检验领导小组，组长由主管营销的副总经理担任；成员由营销、运检、安监、调控、供电服务单位、运行单位相关人员组成。

（2）根据客户工程规模可成立线路组、变电组（公网变出线侧）、客户组等不同专业检验工作小组，也可以按照技术资料、安全管理、设备管理、计量管理等专业进行分组。各专业小组分别组织验收，将检验结果向检验领导小组汇报，客户受电工程检验领导小组下达客户工程是否具备带电条件的结论。

（3）客户受电工程的建设单位、设计单位、施工单位全程配合。

2.11.2 客户报送工程竣工验收申请

客户受电工程竣工后，客户应将工程竣工资料和书面竣工检验申请报送至市级供电公司，市级供电公司应审核客户相关报送材料是否齐全有效，有效竣工资料留存一份，同时做好接电前供电侧继电保护的整定、检验和受电设施接入系统的准备工作，合格后应启动竣工检验程序。

2.11.3 客户受电工程竣工后客户应提供的资料

（1）竣工报告。

（2）工程竣工图及说明（工程竣工图应加盖施工单位“竣工图专用章”）。

（3）变更设计的复审文件。

（4）主设备（变压器、断路器、隔离开关、互感器、避雷器、直流系统等）安装技术记录。

（5）电气试验及保护整定调试记录：高低压设备交接试验电气试验报告、变压器油化验报告、气体继电器校验报告、保护计算定值通知单和调试报告等。

（6）安全用具的试验报告：高压验电笔、绝缘手套、绝缘靴、接地线、绝缘棒等。

（7）隐蔽工程的施工及试验记录：高、低压电缆走径图、电缆沟施工记录、电缆敷设施工记录、接地网埋设施工记录、接地电阻测试报告等。

（8）客户工程防范小动物措施竣工报告单。

（9）运行管理的有关规章制度。

（10）值班人员名单和资格，作业电工人员《电工进网作业许可证》复印件。

（11）电气工程监理报告和质量监督报告。

（12）对居民住宅小区，还应提供各重复接地点的接地电阻测试报告。

（13）供电企业认为必要的其他资料或记录。

2.11.4 竣工检验范围

检验范围为客户负责投资建设的、拟接入电网的全部受电工程。包括：

（1）供电专用间隔。

（2）一次设备。包括电力变压器、电抗器、互感器、高压开关电器、母线、电缆线路、架空电力线路、低压电器等，“五防”功能。

（3）二次设备。主要包括测量系统、计量装置、控制系统、继电保护、信号系统等。

（4）装置接地。工作接地、保护接地、防雷接地。

（5）通信及自动化系统。主要包括调度通信系统、远动及自动化装置等。

（6）自备电源。包括各种不并网自备应急电源及其闭锁装置和不间断电源。

（7）其他特种装置。主要包括无功补偿装置和谐波治理装置等。

（8）隐蔽工程和中间检查记录。

（9）各项试验调试记录。

（10）生产准备情况。主要包括：

1）电气运行生产人员资质与配备；

2）电气运行规程制度及表格；

3）安全工器具；

4）电气设施运行环境；

5）备品备件及工具；

6）竣工资料；

7）设备台账；

8）停电类预案等。

2.11.5 竣工检验内容

检验内容包括工程范围；设计、施工、设备材料供应单位资质；工程建设质量标准；工程施工工艺、建设用材、设备选型；技术文件；安全措施；用电信息采集等。具体包括：

（1）竣工图与审核后的设计图是否相符，客户受电工程的施工符合审查设计要求；

（2）工程设备安装、工艺、选材符合国家及行业标准；

（3）安装的受电容量与批准容量相符；

（4）安全工器具、仪器仪表及消防器具的配备满足安全要求；

（5）无功补偿装置能够正常投入运行；

（6）计量装置的安装和配置正确、合理、可靠；

（7）继电保护装置经传动试验动作准确无误，各种联锁、闭锁装置齐全可靠；

（8）高压交接试验报告齐全准确且合格；

（9）隐蔽工程记录；

（10）设备接地系统应符合 GB/T 50065—2011《交流电气装置的接地设计规范》要求，接地网及单独接地系统的电阻值要符合规定；

（11）检查各种联锁、闭锁装置是否齐全可靠，多路电源、自备电源的防误联锁装置及协议签订情况；

（12）检查各种操作机构是否有效可靠；

（13）负控系统接线正确，动作试验可靠；

（14）客户变电所模拟图板接线、设备编号等规范，图实相符，模拟操作灵活、准确；

（15）电气设备外观清洁，无渗漏油，设备编号正确、醒目；

（16）电气设备标牌尺寸符合要求，标示准确，室外标牌应采用耐老化、抗腐蚀的不锈钢或铝合金材质；

（17）站内要备有一套全站设备技术资料和调试报告；

（18）建立典型倒闸操作票、现场运行检修规程，有完善的管理制度，建立各种运行记录和操作票；

（19）各项安全防护措施落实到位，能保障供用电设施运行安全；

（20）供电变电所的出线间隔、供电线路及客户受电工程的一次、二次设备命名正确无误；

（21）通信系统畅通，大客户变电站一般应装设调度专用电话一部，普通市用固话一部，要求都应带录音功能；

（22）作业电工持有电工进网作业许可证；

（23）根据检验需要由供电公司做比对试验，检验交接试验数据；

（24）客户与有相应维护资质的单位签订客户产权高压供电线路或通信系统委托维护协议。

2.11.6　竣工检验项目及标准（见表 2-9）

表 2-9　竣工检验项目及标准

序号	检查分类	检查项目依据
1	电力变压器、电抗器、互感器	GB 50148—2010《电气装置安装工程　电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》 GB 50150—2006《电气装置安装工程　电气设备交接试验标准》
2	高压开关电器	GB 50147—2010《电气装置安装工程　高压电器施工及验收规范》 GB 50150—2006《电气装置安装工程　电气设备交接试验标准》
3	母线	GB 50149—2010《电气装置安装工程　母线装置施工及验收规范》
4	电缆线路	GB 50168—2006《电气装置安装工程　电缆线路施工及验收规范》
5	架空电力线路	GB 50173—2014《电气装置安装工程　66kV 及以下架空电力线路施工及验收规范》 GB 50233—2014《110kV ~ 750kV 架空输电线路施工及验收规范》 DL/T 5168—2002《110kV ~ 500kV 架空电力线路工程施工质量及评定规程》
6	低压电器	DL/T 5161. 12—2002《电气装置安装工程　质量检验及评定规程　第 12 部分：低压电器施工质量检验》
7	二次设备与系统	GB 50171—2012《电气装置安装工程　盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》
8	装置接地	GB 50169—2006《电气装置安装工程　接地装置施工及验收规范》
9	通信及自动化系统、“五防”功能	DL/T 995—2006《继电保护和电网安全自动装置检验规程》 DL/T 5391—2007《电力系统通信设计技术规定》 DL/T 1101—2009《35kV ~ 110kV 变电站自动化系统验收规范》
10	自备电源	电监安全［2008］43 号《关于加强重要电力用户供电电源及自备应急电源配置监督管理的意见》
11	无功补偿装置、谐波治理装置	设计文件及产品技术说明书

（续）

序 号	检 查 分 类	检查项目依据
12	生产准备情况	DL/T 782—2001《110kV 及以上送变电工程启动及竣工验收规程》 DL/T 969—2005《变电站运行导则》 主要包括：值班电工资质与配备，所需的规程、制度、系统图表、记录表格、安全用具，线路和设备命名、一次模拟接线图板、变配电房内外道路、消防设施、建筑垃圾清理，备品备件及工具，防风雨雪及小动物设施，电气试验记录和报告、竣工图纸、电气设备档案资料，非电性质保安措施、停电应急预案等

2.11.7 竣工检验及下达结论

（1）竣工检验的期限，自受理之日起，低压供电客户不超过 3 个工作日，高压供电客户不超过 5 个工作日赴现场完成检验工作。

（2）供电单位应按照国家、电力行业标准、规程和客户竣工报验资料，对客户受电工程进行全面检验，对检验提出的缺陷汇总至报装人员处。检验提出的缺陷由报装人员填写《客户受电工程竣工检验结果通知单》一次性通知客户。待客户整改完毕后提出复验申请，供电公司再行组织检验。

（3）检验领导小组综合各专业检验组的意见，对客户受电工程是否具备带电条件做出结论。

原则上客户受电工程应零缺陷投运，为保证客户受电工程及早投运，除紧急缺陷、重大缺陷等影响投运的缺陷必须在设备带电前消除外，其他缺陷由检验领导小组综合各方意见做出判断，决定带电前消缺或带电后消缺。一般情况下不影响带电安全的缺陷可在带电后限期消除。

（4）检验领导小组对存在的缺陷进行汇总，由客服中心（分公司）向客户出具《客户受电工程竣工检验结果通知单》，对存在的缺陷一次性提出整改意见，必要时形成客户受电工程竣工检验会议纪要，督促客户及时整改缺陷。

带电后需要消除的缺陷由供电企业营销部门根据管理权限监督相关单位在规定期限内消除。

（5）客户对受电工程竣工检验结论发生异议时，可提请双方认可的有资质的第三方复验。

（6）整改和复验：工程缺陷整改完成后，客户应出具整改情况汇报材料，申请复验。

供电企业在接到客户复验申请后应及时组织复验，对照初次竣工检验时发现的问题，逐一检验，直至全部检验合格。

对验收不合格的客户用电工程，应书面形式一次性通知客户进行整改，整改后再次验收，直至合格，复验应按照有关规定收取费用。

（7）竣工检验合格后，应根据现场情况最终核定计费方案和计量方案，记录资产的产权归属信息，由报装人员填写《客户受电工程竣工检验结果通知单》，及时告知客户做好接电前的准备工作。

2.11.8 各种运行记录

结合公司实际情况，变电站运行所需各种记录、表格应在变电站投运前全部到位（可参考下篇第 12 章）。考虑到印刷周期，一般至少应提前一个月设计好记录、表格的电子版，交相关部门印刷。

2.11.9 其他

（1）客户运行人员进网作业许可证办理。对于新建工程，一般招聘的新员工都没有取得电工进网作业许可证，而电力系统相关培训是分期的、有时间的，因此客户应提前与培训部门联系，参加培训。最好安装开始前培训结束，安装开始后运行人员到现场熟悉设备。

（2）工器具清单、标牌尺寸、各种运行记录、管理制度、典型操作票等可询问供电公司哪些是必备的。具体可参考本书下篇第6～9章相关内容。

（3）竣工检查（验收）的内容各地有差别，要求也不完全相同。例如，模拟图板制作，由于采用了先进的微机五防系统与后台操作电脑联网，有的地方尽管有要求，但客户也可不制作。

（4）客户厂区外部高压供电线路，以前是客户出资（或招商引资政府出资）建成后产权无偿移交给当地供电公司，这样线路由供电公司负责维护并承担线路损耗，现在供电公司一般都不再接受客户的资产了，所以有的地方要求客户送电前必须与有维护资质的单位签订线路维护协议，有的地方要求签订通信系统维护协议而对线路不做要求，有的地方只是建议签订维护协议而不作为送电验收的强制条件。

（5）客户主接线图中开关的编号由供电公司调度部门按照其内部编号规则编号。

2.12 装表与接电

2.12.1 装表

装表由电力供应部门负责。《供电营业规则》第七十二条：**用电计量装置包括计费电能表（有功、无功电能表及最大需量表）和电压、电流互感器及二次连接线导线。计费电能表及附件的购置、安装、移动、更换、校验、拆除、加封、启封及表计接线等，均由供电企业负责办理，客户应提供工作上的方便。**

高压客户的成套设备中装有自备电能表及附件时，经供电企业检验合格、加封并移交供电企业管理的，可作为计费电能表。客户销户时，供电企业应将该设备交还客户。

供电企业在新装、换装及现场校验后应对用电计量装置加封，并请客户在工作凭证上签章。

电能计量装置原则上安装在供电设施与受电设施的产权分界处。如果线路产权为客户所有，计量装置一般安装在供电公司变电站内；如果线路产权为供电公司所有，计量装置一般安装在客户变电站内（变压器高压侧）。当用电计量装置未安装在产权分界处时，线路与变压器损耗的有功与无功电量均须由产权所有者负担。电能计量装置的配置与安装应符合《电能计量装置技术管理规程》（DL/T 448—2000）及相关技术规程的要求。在客户每个受电点内，应按不同电价类别分别安装电能计量装置。

与装表有关的工作如TV、TA校验及缴费购表等，应提前进行。装表时间应提前预约商定，最后装表一般在安装竣工验收通过之后由供电公司计量部门人员到现场安装并加封印。电能计量装置安装结束后，应核对装置编号、电能表起度及变比等重要信息，及时加装封印，记录现场安装信息、计量印证使用信息，双方在工作凭证上签字确认。

2.12.2 接电

（1）在竣工验收会议上，除非安装存在严重缺陷，都要确定具体接电日期，二者间隔几天，以便对存在的问题整改。在接电前这几天内客户应按规定缴纳必需的费用，如预交电费、高可靠性多回路费用等。预交电费金额双方可以协商，但高可靠性多回路费用一般都是省级物价主管部门下文规定的，不存在商量的问题。另外，客户还需将送电投运方案送交供电公司调度部门审核。

（2）客户应提前向供电公司上报预期的或要求的停电接电时间。需要特别提醒的是，接电一般需要停电才能工作，如果设计的客户供电线路不是直接接于供电公司上级变电站而是从供电公司出来的公共线路上T接的，则要注意供电公司是提前一个月上报停电计划的，特别是66kV、110kV等电压等级较高时，停电影响面更大。所以客户应根据进度提前告知供电公司，以便计划安排，之后还要通过客户经理询问或注意公开的业务流程信息，看是否已如期安排停电计划。如果由于客户原因没有提前安排，而等待月度计划安排停电接电时间又太长，那就需要客户协调，让供电公司做特殊处理了。

《进一步精简业扩手续、提高办电效率的工作意见》（国家电网营销［2015］70号）：

（四）验收送电环节

2. 优化停（送）电计划安排

完善业扩项目停（送）电计划制订、告知、执行机制。35kV及以上业扩项目实行月度计划，10kV及以下业扩项目推广试行周计划管理。营销部（客户服务中心）在受理客户竣工报验申请时，负责与客户洽谈意向接电时间，并将意向接电时间安排送调控、运检部门。运检部门负责确定是否具备不停电作业条件并制订实施方案；调控中心负责组织相关部门协商确定停（送）电时间，并由营销部（客户服务中心）正式答复客户最终接电时间。对于已确定停（送）电时间，因客户原因未实施停（送）电的项目，营销部（客户服务中心）负责与客户确定接电时间调整安排，调控中心组织重新制订停（送）电计划；因天气等不可抗因素未按计划实施的项目，若电网运行方式没有重大调整，可按原计划顺延执行。

应公开的业务进程信息：当前业务办理环节及经办人员信息，电网配套工程建设进度，以及业扩项目停（送）电计划安排。由营销部（客户服务中心）负责发布。

（3）变电站送电投运方案。

送电投运方案各地格式要求不一，但都必须包括详细的操作步骤即操作票。一般包括以下4项：

1）各项目及变电站子项简介；

2）主要设备清单；

3）投运小组组成及人员分工：投运小组人员由客户公司分管领导、设备保全部（主要负责）、供应部、办公室等人员组成，送电当天至少配置一辆办公用车。具体工作都要指定专人负责，如现场总负责，技术负责及与供电公司、安装公司等人员联系，送电操作，饮水及用餐等，如果上级供电公司变电站当天也有工作，客户还应指定一名人员及车辆跟踪配合工作。

4）操作票：需要强调的是，根据GB 50148—2010规定：变压器、电抗器应进行5次空载全电压冲击合闸，每次时间间隔宜为5min，应无异常情况；第一次受电后持续时间不应少于10min；全电压冲击合闸时，其励磁涌流不应引起保护装置动作。其余4次冲击每次受

电持续时间标准没规定，可按5min执行。请注意，要求的“5次空载全电压冲击合闸”次数不应减少，具体原因可参考本书第3章3.2.2.12部分的注释。

（4）客户受电工程启动应具备的条件。

启动送电方案已审定，新建的供电工程已检验合格，客户的受电工程已竣工检验合格，《供用电合同》及相关协议已签订，业务相关费用已结清，电能计量装置、用电信息采集终端已安装检验合格，客户电气人员具备上岗资质、客户安全措施已齐备等。

（5）客户受电工程启动。

1）受电装置检验合格并办结相关手续后，220kV及以上客户受电工程由省级公司负责启动，其他客户受电工程由地市级供电企业自行组织。受电装置检验合格并办结相关手续后，应在5个工作日内供电。

2）送电前，对全部电气设备再做一次外观检查，拆除所有临时电源。

（6）确认具备接电条件后，报装人员向有关部门发出供电通知，并组织有关部门在规定的接电时限内完成供电工作。

接电时限高压供电客户不超过7个工作日。

（7）接电后应检查采集终端、电能计量装置运行是否正常，电力公司会同客户现场抄录电能表示数，对计量装置进行检测试验并加封，记录送电时间、变压器启用时间及相关情况。最后会同客户现场抄录电能表指示数，并请客户签字确认，作为计费起始依据。

（8）接电工作应纳入各生产工作计划管理。客户受电工程接电安全责任由牵头部门负总责，制定现场工作分工及安全措施，各专业人员须严格遵守本专业安全作业规定。

（9）不论有几台变压器送电后都必须进行核相工作，一般由安装单位负责。如果负荷太小不能满足要求，可以将客户变电站主变压器二次侧无功补偿装置甚至车间无功补偿装置投入作为负荷以满足要求，因此，车间无功电容补偿装置应提前联系厂家调试完毕，以备使用。

（10）其他：对建有专用线的大客户接电时，还涉及供电公司一个甚至多个上级变电站，工作量大，不确定因素多，实际工作中经常出现工作到晚上甚至零点以后的情况，因此，客户作为东道主，应做好后勤服务（如送餐到现场等）以节约时间，加快进度。

2.13 高压供用电合同及调度协议

2.13.1 概述

按照业扩流程规定，高压供用电合同、调度协议都应在接电前签订完毕。实际工作中由于某些特殊情况，经双方协商也可在客户变电站投运之后完善或签订。调度协议也可作为供用电合同的附件之一，附在合同后面。供用电合同主要条款的法律依据是《中华人民共和国合同法》《中华人民共和国电力法》《电力供应与使用条例》《供电营业规则》等法律、法规，国家电网公司、南方电网公司都出台了《供用电合同管理办法》及《供用电合同》（参考文本）作为企业标准，各省级公司细化后都有自己的统一版本，可以说全国大同小异。合同的附件一般包括产权分界协议、电费结算协议、调度协议、营业执照复印件等。

2.13.2 居民用电和非居民用电

签订合同时作为客户需要注意的是居民用电和非居民用电包括的范围及容量。由于大工

业客户（变压器容量不低于315kVA）都采用“两部制”电价，居民用电电价较低，而非居民用电（也称非居民照明用电）价格比较高，对于110kV客户，有时可能高出70%以上。目前，大部分省份都取消了非居民用电这一分类，只有天津、四川、甘肃、重庆、湖南等省市，仍将非居民照明生活用电电价单列。这些省市根据相关文件都制定了本省的电价分类说明及电价（各省分类有差异）。对大工业客户通过受电主变供电的厂区内宿舍楼、家属楼执行居民用电，对办公楼、食堂、浴池、球场、活动室、广告牌等公共场所、公共设施及厂区道路照明执行非居民用电，一般不包括化验室用电。《供电营业规则》第七十一条：**在客户受电点内难以按电价类别分别装设用电计量装置时，可装设总的用电计量装置，然后按其不同电价类别的用电设备容量的比例或实际可能的用电量，确定不同电价类别用电量的比例或定量进行分算，分别计价。供电企业每年至少对上述比例或定量核定一次，客户不得拒绝。**对于集办公、中控（生产中央控制室）、化验（质控）、食堂、车库等多功能于一体的综合性办公楼，又不宜单独装表计量的，客户应列出详细清单说明。例如某项目新装110kV/31.5MVA变压器一台，由于后勤部分没有安装用电计量装置，供电公司在供用电合同中把非居民用电比例定为30%，后来客户按供电公司要求将化验室、中控室（按规定不应含化验设备、中控设备）及后勤部分用电设备清单全部列出，并请其到现场逐一查看，最后把非居民用电比例定为1%。当然，双方协商也可直接在合同中标明两者每月的用电量。

电价分类及演变详见本书第8章8.6.4节。

2.14 送电后的其他工作

对新投运的设备除按相关标准注意检查外（参见第3章），要注意后台电脑画面及各柜、屏显示是否正确及是否存在问题。如果某回路电压U、电流I、有功功率P、功率因数$\cos\varphi$都有显示，但不符合公式$P=\sqrt{3}IU\cos\varphi$，就可能是接线错了。

按供电公司资料归档的要求，提供相关的资料（见表2-10）交供电公司相关部门存档。从表中可以看出，供电部门归档不需要客户提供变压器、GIS、微机保护装置等设备说明书，只需要合格证。客户要在签订设计合同、订货合同、设计评审、设备现场开箱验收、安装过程中资料发放及借阅等环节加强资料管理。否则有可能出现安装尚未结束，重要设备随机资料都找不到了的情况，这就给投运后的运行维护埋下了隐患。

表2-10 报装档案归档资料清单

环　节	名　称	居民	低压	高压
受理申请	用电登记表	√	√	√
	客户有效身份证明（复印件） 1）企业、工商客户提供企业法人营业执照或营业执照（复印件），其中，事业单位客户提供事业单位法人证书或组织机构代码证（复印件）；社会团体客户提供社会团体法人证书或组织机构代码证（复印件） 2）法人代表身份证复印件 3）居民客户身份证复印件	√	√	√

（续）

环　节	名　称	居民	低压	高压
受理申请	产权证明（复印件）或其他证明文书	√	√	√
	主要电气设备清单（影响电能质量的用电设备清单）		△	√
	企业、工商、事业单位、社会团体的申请用电委托代理人办理时，应提供 1）授权委托书或单位介绍信（原件） 2）经办人有效身份证明（复印件）		△	△
	政府职能部门有关本项目立项的批复、核准、备案文件		△	△
	房屋租赁合同（协议）复印件（ 协议产权方产权证明原件） 承租人有效身份证明（复印件） 产权人同意承租人办理用电的证明材料		△	△
	高危及重要客户 1）非电性质安全措施相关资料 2）应急电源（包括自备发电机组）相关资料 3）保安负荷、双电源、双回路的必要性及具体设备和明细			△
	煤矿客户需增加以下资料 1）采矿许可证 2）安全生产许可证 3）煤炭生产许可证 4）矿长资格证 5）矿长安全资格证			△
	非煤矿山客户需增加以下资料 1）采矿许可证 2）安全生产许可证 3）矿长安全资格证 4）政府主管部门批准文件			△
供电方案	现场勘察工作单	△	√	√
	高压（低压）客户供电方案答复单	√	√	√
受电工程设计审查	设计资质证书复印件、客户受电工程设计资质查验意见单		△	√
	客户受电工程设计文件送审单		△	√
	客户受电工程设计文件审查意见单		△	√
	设计图样文件		△	△
受电工程中检查及竣工检验	承装（修、试）电力设施许可证复印件、客户受电工程施工资质查验意见单		√	√
	客户受电工程中间检查报验单		△	△
	客户受电工程中间检查意见单		△	△
	客户受电工程竣工报验单		√	√
	竣工资料（包含竣工图样、电气设备出厂合格证书、电气设备交接试验记录、试验单位资质证明）		√	√
	客户受电工程竣工检验意见单		√	√
	计量装置装接单	√	√	√

（续）

环　节	名　称	居民	低压	高压
送电	新装（增容）送电单	√	√	√
	供用电合同及其附件	√	√	√

注：标注√为必须存档；标注△为 视情况存档。

2.15　新建变电站所需的相关费用

现将新建变电站所需各种费用汇总如下，见表2-11，以便用户对可能产生的各种费用有一个全面的了解和预测、准备。其中大部分费用在本章以上各节已做说明。由于各地政策的差异，实际可能产生的费用也不一样，如某直辖市文件规定将用户外部10kV、35kV工程整体打包由市电力公司承建，叫作非居民电力用户供电配套工程费（也称业扩工程费）并实行定额管理：按照每路电源供电容量收取，其中：35kV电压等级的定额业扩工程收费标准为955元/（kV·A）；10kV电压等级的定额业扩工程收费标准为1130元/（kV·A）。这样表中2、3、4、5、27、31、32、38、39等项均不再收取。

表2-11　新建变电站所需的相关费用清单

序　号	设备及费用名称
1	厂区外部电源线路规划费（城市规划设计院）
2	厂区外部电源线路勘察、设计费（电力设计院）
3	厂区外部电源线路征地、拆迁、补偿费①
4	厂区外部电源线路、通信线路施工安装费
5	供电公司上级变电站相关配套设备及安装费（包括所需各项试验费）①
6	主变压器
7	一次侧开关设备
8	二次侧开关设备（柜）
9	总降所用变
10	电容补偿装置（二次侧）
11	综合自动化系统（包括直流屏、交流屏、计量屏、负控屏等）
12	通信系统
13	UPS、直流屏（包括直流开关柜、电池、电池柜）
14	五防系统
15	空调等配套设施
16	办公及值班用品（文件柜、工具柜、更衣柜、值班桌椅、饮水机等）
17	安全器具、工具
18	安全工器具试验
19	消防器材（包括火灾自动报警装置、自动灭火装置等）
20	标示牌制作安装

（续）

序　号	设备及费用名称
21	制度印刷、上墙及各种记录表格
22	设计费
23	土建施工（包括照明、接地等）
24	总降设备安装
25	监理
26	监控（包括电子围墙、可视门铃、门禁系统等）①
27	计量装置费（包括计量用互感器、电表等购置费）
28	高可靠性供电费①
29	谐波评估费①
30	新装变压器预交电费
31	厂区外部架空线路维护费（与有资质单位签订维护合同）①
32	通信线路及系统维护费（与有资质单位签订维护合同）①
33	总降模拟屏制作安装费①
34	系统调试接口费②
35	保护参数整定费②
36	调度接口费②
37	软件费②
38	计量装置校验费②
39	电力负荷管理终端建设费
40	电能质量监控装置费②
41	电力负荷管理终端迁移费（仅在原有负荷管理装置迁移、变动时交纳）①
42	启动方案编制费②
43	复验费②
44	无证员工进网作业培训费①
45	可研、初设评审费等②
46	无线负控装置预交通信费①
47	其他（如总降市话预交话费等）①

① 取决于实际情况条件，不是必定会产生的费用。

② 大部分地方不收取，但个别地方会收取。

注：其他不含上述两项标记的是必定产生的费用，但采购或支付时不一定单列，如 UPS、直流屏经常与综合自动化系统打成一个包，统一招标采购。

第 3 章　变电站电气设备安装验收及监理

关于电气设备安装验收，国家在 20 世纪 90 年代先后出台了 17 项电气装置安装工程施工及验收标准。后废止 3 个，现正在实施的有效的标准为 14 个。废止的 3 个标准为：GB 50182—1993《电气装置安装工程　电梯电气装置施工及验收规范》被《电梯工程施工质量验收规范》（GB 50310—2002）替代；《电气装置安装工程　1kV 及以下配线工程施工及验收规范》（GB 50258—1996）及《电气装置安装工程　电气照明装置施工及验收规范》（GB 50259—1996）被《建筑电气工程施工质量验收规范》（GB 50303—2002）替代。这些规范既是安装、验收的标准，也是监理工作的技术标准和依据。本章根据企业变电站各类设备安装工程的需要，参考相关书籍，将与之有关的 9 个国家标准的主要条款进行归纳整理。尽管现在一般设备都在订货合同中标明由制造厂家送到施工现场，但作为建设方（业主）也应该了解相关注意事项，所以仍将运输、装卸注意事项列出来。本章中黑体字条款为原国家标准中强制性条文（条文后括号内为原标准的条款号），必须严格执行。其余 5 个标准：《电气装置安装工程　旋转电机施工及验收规范》（GB 50170—2006）、《电气装置安装工程　低压电器施工及验收规范》（GB 50254—2014）、《电气装置安装工程　电力变流设备施工及验收规范》（GB 50255—2014）、《电气装置安装工程　起重机电气装置施工及验收规范》（GB 50256—2014）、《电气装置安装工程　爆炸和火灾危险环境电气装置施工及验收规范》（GB 50257—2014），因与变电站安装关系不大，不再提及。

为了提高电气装置安装工程的质量管理，统一和规范表格，促进安装质量的提高，满足其检查、验收和质量评定的需要，国家经济贸易委员会于 2002 年公布了《电气装置安装工程　质量检验及评定规程》DL/L 5161. 1—2002 ~ DL/L 5161. 17—2002 一套共 17 个部分的电力行业标准。这是一套将 90 年代 GBJ 147—1990 等 17 项国家标准表格化的规程，尽管原来的国家标准已废止并被新的版本所取代，但读者仍可根据变电站规模、设计深度等实际情况选择使用。

由于工程建设涉及勘测、设计、土建施工、设备安装、验收等很多方面，标准繁多，以电力工程建设为例，近几年先后制订、修订的正在实施的就有 300 多项。为加强管理，突出重点，按照原建设部统一部署，中国电力企业联合会（中电联）先后组织编写了《中华人民共和国　工程建设标准强制性条文　电力工程部分》2006 版和 2011 版。国家电网公司将已颁布的涉及输变电工程建设的相关国家标准、电力行业标准中强制性条文汇集整理，制定了企业标准 Q/GDW248—2008《输变电工程建设标准　强制性条文实施管理规程》，本规程由 8 部分组成：1 通则，2 变电站建筑工程设计，3 变电站建筑工程施工，4 变电站电气工程设计，5 变电站电气工程施工，6 输电线路工程设计，7 输电线路工程施工，8 输变电工程施工安全。以上两本强制性条文汇编，需要时可查阅参考。

用词说明

为便于在执行时区别对待，对要求严格程度不同的用词说明如下：

1）表示很严格，非这样做不可的：

正面词采用“必须”，反面词采用“严禁”；

2）表示严格，在正常情况下均应这样做的：

正面词采用“应”，反面词采用“不应”或“不得”；

3）表示允许稍有选择，在条件许可时首先应这样做的：正面词采用“宜”，反面词采用“不宜”；

4）表示有选择，在一定条件下可以这样做的，采用“可”。

3.1 高压电器

此部分的国家标准为《电气装置安装工程　高压电器施工及验收规范》（GB 50147—2010），该规范替代早期的 GB J147—1990，自 2010 年 12 月 1 日起实施。本节适用于交流 3kV ~ 750kV 电压等级的高压电器，个别电压等级范围不同的如真空断路器等在相应条款中单独说明。

3.1.1 总的规定

（1）高压电器安装应按已批准的设计图纸和产品技术文件进行施工。

（2）设备和器材的运输、保管，应符合本节和产品技术文件要求。

（3）设备及器材在安装前的保管，其保管期限应符合产品技术文件要求，在产品技术文件没有规定时应不超过 1 年。当需长期（1 年以上）保管时，应通知设备制造厂并征求其意见。

（4）设备及器材应符合国家现行技术标准的规定，同时应满足所签订的订货技术条件的要求，并应有合格证明文件。设备应有铭牌，GIS、HGIS 设备汇控柜上应有一次接线模拟图，GIS、HGIS 设备气室分隔点应在设备上标出。

（5）设备及器材到达现场后应及时作下列检查：

1）包装及密封应良好。

2）开箱检查清点，规格应符合设计要求，附件、备件应齐全。

3）产品的技术资料应齐全。

4）按本节要求检查设备外观。

（6）施工前应编制施工方案。所编制的施工方案应符合本节和其他相关国家现行标准的规定及产品技术文件的要求。

（7）与高压电器安装有关的建筑工程施工应符合下列规定：

1）应符合设计及设备的要求。

2）与高压电器安装有关的建筑工程质量，应符合现行国家标准 GB 50300—2013《建筑工程施工质量验收统一标准》的有关规定。

3）设备安装前，建筑工程应具备下列条件：

① 屋顶、楼板应已施工完毕，不得有渗漏。

② 配电室的门、窗应安装完毕；室内地面基层应施工完毕，并应在墙上标出地面标高；设备底座及母线架构安装后其周围地面应抹光；室内接地应按照设计施工完毕。

③ 预埋件及预留孔应符合设计要求，预埋件应牢固。

④ 进行室内装饰时有可能损坏已安装设备或设备安装后不能再进行装饰的工作应全部结束。

⑤ 混凝土基础及构支架应达到允许安装的强度和刚度，设备支架焊接质量应符合现行国家标准 GB 50236—2011《现场设备、工业管道焊接工程施工规范》的有关规定。

⑥ 施工设施及杂物应清除干净，并应有足够的安装场地，施工道路应通畅。

⑦ 高层构架的走道板、栏杆、平台及梯子等应齐全、牢固。

⑧ 基坑应已回填夯实。

⑨ 建筑物、混凝土基础及构支架等建筑工程应通过初步验收合格，并已办理交付安装的中间交接手续。

4）设备投入运行前，应符合下列规定：

① 装饰工程应结束，地面、墙面、构架应无污染。

② 二次灌浆和抹面工作应已完成。

③ 保护性网门、栏杆及梯子等应齐全、接地可靠。

④ 室外配电装置的场地应平整。

⑤ 室内、外接地应按设计施工完毕，并已验收合格。

⑥ 室内通风设备应运行良好。

⑦ 受电后无法进行或影响运行安全的工作应施工完毕。

（8）设备安装前，相应配电装置区的主接地网应完成施工。

（9）设备安装用的紧固件应采用镀锌或不锈钢制品，户外用的紧固件采用镀锌制品时应采用热镀锌工艺；外露地脚螺栓应采用热镀锌制品；电气接线端子用的紧固件应符合现行国家标准 GB/T 5273—1985《变压器、高压电器和套管的接线端子》的有关规定。

（10）高压电器的接地应符合现行国家标准《电气装置安装工程　接地装置施工及验收规范》（GB 50169—2006）及设计、产品技术文件的有关规定。

（11）高压电器的瓷件质量应符合现行国家标准《高压绝缘子瓷件　技术条件》（GB/T 772—2005）、《标称电压高于 1000V 系统用户内和户外支柱绝缘子　第 1 部分：瓷或玻璃绝缘子的试验》（GB/T 8287. 1—2008）、《标称电压高于 1000V 系统用户内和户外支柱绝缘子　第 2 部分：尺寸与特性》（GB/T 8287. 2—2008）、《交流电压高于 1000V 的绝缘套管》（GB/T 4109—2008）及所签订技术条件的有关规定。

（12）高压电器设备的交接试验应按照现行国家标准《电气装置安装工程　电气设备交接试验标准》（GB 50150—2006）的有关规定执行。

（13）复合电器（HGIS）的施工及验收应按照本节 3. 1. 3 条款气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）的规定执行。

3. 1. 2　SF_6 断路器

3. 1. 2. 1　一般规定

（1）SF_6 断路器在运输和装卸过程中，不得倒置、碰撞或受到剧烈振动。制造厂有特殊规定时，应按制造厂的规定装运。

（2）现场卸车应符合下列规定：

1）按产品包装的重量选择起重机。

2）仔细阅读并执行说明书的注意事项及包装上的指示要求，应避免包装及产品受到损伤。

（3）SF_6 断路器到达现场后的检查，应符合下列规定：

1）开箱前检查包装应无残损。

2）设备的零件、备件及专用工器具齐全，符合订货合同约定，无锈蚀、损伤和变形。

3）绝缘件应无变形、受潮、裂纹和剥落。

4）瓷件表面应光滑、无裂纹和缺损，铸件应无砂眼。

5）充有 SF_6 等气体（或氮气、干燥空气）的部件，其压力值应符合产品技术文件要求。

6）按产品技术文件要求应安装冲击记录仪的元件，其冲击加速度不应大于产品技术文件的要求，冲击记录应随安装技术文件一并归档。

7）制造厂所带支架应无变形、损伤、锈蚀和锌层脱落；制造厂提供的地脚螺栓应满足设计及产品技术文件要求，地脚螺栓底部应加装锚固。

8）出厂证件及技术资料应齐全，且应符合订货合同的约定。

（4）SF_6 断路器到达现场后的保管应符合产品技术文件要求，且应符合下列规定：

1）设备应按原包装置于平整、无积水、无腐蚀性气体的场地，并按编号分组保管，对有防雨要求的设备应有相应的防雨措施。

2）充有 SF_6 等气体的灭弧室和罐体及绝缘支柱，应按产品技术文件要求定期检查其预充压力值，并做好记录，有异常情况时应及时采取措施。

3）绝缘部件、专用材料、专用小型工器具及备品、备件等应置于干燥的室内保管。

4）罐式断路器的套管应水平放置。

5）瓷件应妥善安置，不得倾倒、互相碰撞或遭受外界的危害。

6）对于非充气元件的保管应结合安装进度以及保管时间、环境做好防护措施。

3.1.2.2 SF_6 断路器的安装与调整

（1）SF_6 断路器的基础或支架的安装，应符合产品技术文件要求，并应符合下列规定：

1）混凝土强度应达到设备安装要求。

2）基础的中心距离及高度的偏差不应大于 10mm。

3）预留孔或预埋件中心线偏差不应大于 10mm；基础预埋件上端应高出混凝土表面 1～10mm。

4）预埋螺栓中心线的偏差不应大于 2mm。

（2）SF_6 断路器安装前应进行下列检查：

1）断路器零部件应齐全、清洁、完好。

2）灭弧室或罐体和绝缘支柱内预充的 SF_6 等气体的压力值和 SF_6 气体的含水量应符合产品技术文件要求。

3）均压电容、合闸电阻应经现场试验，技术数值应符合产品技术文件的要求，均压电容器的检查应符合 3.1.9 节的有关规定。

4）绝缘部件表面应无裂缝、无剥落或破损，绝缘应良好，绝缘拉杆端部连接部件应牢固可靠。

5）瓷套表面应光滑无裂纹、缺损，外观检查有疑问时应探伤检验。套管采用瓷外套

时，瓷套与金属法兰胶装部位应牢固密实并涂有性能良好的防水胶；套管采用硅橡胶外套时，外观不得有裂纹、损伤、变形；套管的金属法兰结合面应平整、无外伤或铸造砂眼。

6）操动机构零件应齐全，轴承应光滑无卡涩，铸件应无裂纹或焊接不良。

7）组装用的螺栓、密封垫、密封脂、清洁剂和润滑脂等，应符合产品技术文件要求。

8）密度继电器和压力表应经检验，并应有产品合格证明和检验报告。密度继电器与设备本体 SF_6 气体管道的连接，应满足可与设备本体管路系统隔离，以便于对密度继电器进行现场校验。

9）罐式断路器安装前，应核对电流互感器二次绕组排列次序及电流比、极性、级次等是否符合设计要求。电流互感器的电流比、极性等常规试验应合格。

（3）SF_6 断路器的安装，应在无风沙、无雨雪的天气下进行；灭弧室检查组装时，空气相对湿度应小于 80%，并应采取防尘、防潮措施。

（4）SF_6 断路器不应在现场解体检查，当有缺陷必须在现场解体时，应经制造厂同意，并在厂方人员指导下进行，或由制造厂负责处理。

（5）SF_6 断路器的安装应在制造厂技术人员指导下进行，安装应符合产品技术文件要求，且应符合下列规定。

1）应按制造厂的部件编号和规定顺序进行组装，不得混装。

2）断路器的固定应符合产品技术文件要求且牢固可靠。支架或底架与基础的垫片不宜超过 3 片，其总厚度不应大于 10mm，各垫片尺寸应与基座相符且连接牢固。

3）同相各支柱瓷套的法兰面宜在同一水平面上，各支柱中心线间距离的偏差不应大于 5mm，相间中心距离的偏差不应大于 5mm。

4）所有部件的安装位置正确，并按产品技术文件要求保持其应有的水平或垂直位置。

5）密封槽面应清洁，无划伤痕迹；已用过的密封垫（圈）不得重复使用，对新密封（垫）圈应检查无损伤；涂密封脂时，不得使其流入密封垫（圈）内侧而与 SF_6 气体接触[⊖]。

6）应按产品技术文件要求更换吸附剂。

7）应按产品技术文件要求选用吊装器具、吊点及吊装程序。

8）所有安装螺栓必须用力矩扳手紧固，力矩值应符合产品技术文件要求。

9）应按产品技术文件要求涂抹防水胶。

（6）SF_6 罐式断路器的安装，除应符合本节 3.1.2.2（5）内容规定外，尚应符合下列规定：

1）35kV ~ 110kV 罐式断路器，充 SF_6 气体整体运输的，现场检测水分含量合格时可直接补充 SF_6 气体至额定压力，否则，应进行抽真空处理；分体运输的应按照产品技术文件要求或参照本条的要求进行组装。

2）罐体在安装面上的水平允许偏差应为 0.5%，且最大允许值应为 10mm；相间中心距

⊖ 断路器在开断过程中，SF_6 气体在电弧作用下会产生 SF_4，并与存在于 SF_6 气体中的微量水分发生以下化学反应：$SF_4 + H_2O \rightarrow SOF_2 + 2HF$ 和 $SOF_2 + H_2O \rightarrow SO_2 + 2HF$，而 HF（氢氟酸）会对含有大量 SiO_6 的绝缘材料起腐蚀作用。因有的密封脂含有 SiO_6 成分，HF 与其反应将导致断路器内杂质含量增加，这对断路器安全是十分不利的。因此要求涂密封脂、润滑脂时应避免流入密封圈内侧与 SF_6 气体接触，同时凡使用过的密封垫必须更换。

离允许偏差应为5mm。

3）220kV及以上电压等级的罐式断路器在现场内检时，应征得制造厂同意，并在制造厂技术人员指导下进行。内检应符合产品技术文件要求，且符合下列规定：

① 内检应在无风沙、无雨雪且空气相对湿度应小于80%的天气下进行，并应采取防尘、防潮措施；产品技术文件要求需要搭建防尘室时，所搭建的防尘室应符合产品技术文件要求。

② 产品允许露空安装时，露空时间应符合产品技术文件要求。

③ 内检人员的着装应符合产品技术文件要求。

④ 内检用工器具、材料使用前应登记，内检完成后应清点。

⑤ 内检应结合套管安装工作进行，套管的安装应按照产品技术文件要求进行。

⑥ 内检项目包括：罐体漆层完好、不得有异物和尖刺；屏蔽罩清洁、无损伤、变形；灭弧室压气缸内表面、导电杆等电气连接部分的镀银层应无起皮、脱落现象；套管内的导电杆与罐体内导电回路连接位置正确、接触可靠，导电杆表面光洁无毛刺；套管内部清洁无异物，检查导电杆的插入深度应符合产品技术文件要求。

⑦ 内检完成后应清理干净。

（7）SF_6断路器和操动机构的联合动作，应按照产品技术文件要求进行，并应符合下列规定：

1）在联合动作前，断路器内应充有额定压力的SF_6气体；首次联合动作宜在制造厂技术人员指导下进行。

2）位置指示器动作正确可靠，其分、合位置应符合断路器实际分、合状态。

3）具有慢分、慢合装置者，在进行快速分、合闸前，应先进行慢分、慢合操作。

（8）断路器安装调整后的各项动作参数，应符合产品技术文件要求。

（9）设备载流部分检查以及引下线连接应符合下列规定：

1）设备载流部分的可挠连接不得有折损、表面凹陷及锈蚀。

2）设备接线端子的接触表面应平整、清洁、无氧化膜，镀银部分不得挫磨。

3）设备接线端子连接面应涂以薄层电力复合脂。

4）连接螺栓应齐全、紧固，紧固力矩符合现行国家标准GB 50149—2010《电气装置安装工程　母线装置施工及验收规范》的有关规定。

5）引下线的连接不应使设备接线端子受到超过允许的承受应力。

（10）均压环应无划痕、毛刺，安装应牢固、平整、无变形；均压环宜在最低处打排水孔。

（11）设备接地线连接应符合设计和产品技术文件要求，且应无锈蚀、损伤，连接应牢靠。

3.1.2.3　SF_6气体管理及充注

SF_6气体的管理及充注，应符合3.1.3.5节的规定。

3.1.2.4　工程交接验收

（1）在验收时，应进行下列检查：

1）断路器应固定牢靠，外表应清洁完整；动作性能应符合产品技术文件的要求。

2）螺栓紧固力矩应达到产品技术文件的要求。

3）电气连接应可靠且接触良好。

4）**断路器及其操动机构的联动应正常，无卡阻现象；分、合闸指示应正确；辅助开关动作应正确可靠。(4.4.1-4)**

5）**密度继电器的报警、闭锁值应符合产品技术文件的要求，电气回路传动应正确。(4.4.1-5)**

6）**SF_6 气体压力、泄漏率和含水量应符合现行国家标准 GB 50150—2006《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》及产品技术文件的规定。(4.4.1-6)**

7）瓷套应完整无损，表面应清洁。

8）所有柜、箱防雨防潮性能应良好，本体电缆防护应良好。

9）接地应良好，接地标识清楚。

10）交接试验应合格。

11）设备引下线连接应可靠且不应使设备接线端子承受超过允许的应力。

12）油漆应完整，相色标志应正确。

（2）在验收时应提交下列技术文件：

1）设计变更的证明文件。

2）制造厂提供的产品说明书、装箱单、试验记录、合格证明文件及安装图样等技术文件。

3）检验及质量验收资料。

4）试验报告。

5）备品、备件、专用工具及测试仪器清单。

3.1.3 气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）

3.1.3.1 一般规定

（1）气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）在运输和装卸过程中不得倒置、倾翻、碰撞和受到剧烈的振动。

（2）现场卸车应符合下列规定：

1）按产品包装的重量选择起重机。

2）仔细阅读并执行说明书的注意事项及包装上的指示要求，避免包装及产品受到损伤。

3）卸车应符合设备安装的方向和顺序。

（3）运到现场后的检查应符合下列规定：

1）包装应无残损。

2）所有元件、附件、备件及专用工器具应齐全，符合订货合同约定，且应无损伤变形及锈蚀。

3）瓷件及绝缘件应无裂纹及破损。

4）充有干燥气体的运输单元或部件，其压力值应符合产品技术文件要求。

5）按产品技术文件要求应安装冲击记录仪的元件，其冲击加速度应不大于产品技术文件的要求，且冲击记录应随安装技术文件一并归档。

6）制造厂所带支架应无变形、损伤、锈蚀和锌层脱落；制造厂提供的地脚螺栓应满足

设计及产品技术文件要求，地角螺栓底部应加锚固定。

7）出厂证件及技术资料应齐全，且应符合设备订货合同的约定。

（4）GIS 运到现场后的保管应符合产品技术文件要求，且应符合下列规定：

1）GIS 应按原包装置于平整、无积水、无腐蚀性气体的场所，对有防雨要求的设备应采取相应的防雨措施。

2）对于有防潮要求的附件、备件、专用工器具及设备专用材料应置于干燥的室内，特别是组装用“O”形圈、吸附剂等。

3）充有干燥气体的运输单元，应按产品技术文件要求定期检查压力值，并做好记录，有异常情况时，应按产品技术文件要求及时采取措施。

4）套管应水平放置。

5）所有运输用临时防护罩在安装前应保持完好，不得取下。

6）对于非充气元件的保管应结合安装进度、保管时间、环境做好防护措施。

（5）采用气体绝缘的金属封闭式高压开关柜应符合本节以及产品技术文件的规定，其柜体安装和检查还应符合 3.1.4.3 节的规定。

3.1.3.2　安装与调整

（1）GIS 元件安装前及安装过程中的试验工作应满足安装需要。

（2）GIS 设备基础混凝土强度应达到设备安装要求，预埋件接地应良好，符合设计要求。GIS 设备基础及预埋件的允许偏差，除应符合产品技术文件要求，还应符合表 3-1 的规定。

表 3-1　G1S 设备基础及预埋件的允许偏差　　（单位：mm）

项　　目	基础标高允许偏差			预埋件允许偏差				轴　　线	
	基础标高	同相	相间	相邻埋件	全部埋件	高于基础表面	中心线	与其他设备 x、y	y 轴线
三相共一基础	≤2	—	—	—	—	—	—	—	—
每相独立基础时	—	≤2	≤2	—	—	—	—	—	—
相邻间隔基础	≤5	—	—	—	—	—	—	—	—
同组间	—	—	—	—	—	—	≤1	—	—
预埋件表面标高	—	—	—	≤2	—	≤1～10	—	—	—
预埋螺栓	—	—	—	—	—	—	≤2	—	—
室内安装时									
断路器各组中相	—	—	—	—	—	—	—	≤5	—
220kV 以下室内外设备基础	≤5	—	—	—	—	—	—	—	—
220kV 及以上室内外设备基础	≤10	—	—	—	—	—	—	—	—
室、内外设备基础	—	—	—	—	—	—	—	—	≤5

（3）GIS 元件装配前，应进行下列检查：

1）GIS 元件的所有部件应完整无损。

2）各分隔气室气体的压力值和含水量应符合产品技术文要求。

3）GIS 元件的接线端子、插接件及载流部分应光洁，无锈蚀现象。

4）各元件的紧固螺栓应齐全、无松动。

5）瓷件应无裂纹，绝缘件应无受潮、变形、剥落及破损。套管采用瓷外套时，瓷套与金属法兰胶装部位应牢固密实并涂有性能良好的防水胶；套管采用硅橡胶外套时，外观不得有裂纹、损伤、变形；套管的金属法兰结合面应平整、无外伤或铸造砂眼。

6）各连接件、附件的材质、规格及数量应符合产品技术文件要求。

7）组装用的螺栓、密封垫、清洁剂、润滑脂、密封脂和擦拭材料应符合产品技术文件要求。

8）密度继电器和压力表应经检验，并应有产品合格证和检验报告。密度继电器与设备本体 SF_6 气体管道的连接，应满足可与设备本体管路系统隔离，以便于对密度继电器进行现场校验。

9）电流互感器二次绕组排列次序及电流比、极性、级次等应符合设计要求。

10）母线和母线筒内壁应平整无毛刺；各单元母线的长度应符合产品技术文件要求。

11）防爆膜或其他防爆装置应完好，配置应符合产品技术文件要求，相关出厂证明资料应齐全。

12）支架及其接地引线应无锈蚀或损伤。

（4）安装场地应符合下列规定：

1）室内安装的 GIS：GIS 室的土建工程宜全部完成，室内应清洁，通风良好，门窗、孔洞应封堵完成；室内所安装的起重设备应经专业部门检查验收合格。

2）室外安装的 GIS：不应有扬尘及产生扬尘的环境，否则，应采取防尘措施；起重机停靠的地基应坚固。

3）产品和设计所要求的均压接地网施工应已完成。

（5）制造厂已装配好的各电器元件在现场组装时，如需在现场解体，应经制造厂同意，并在制造厂技术人员指导下进行，或由制造厂负责处理。

（6）基座、支架的安装应符合设计和产品技术文件要求。

（7）元件的安装应在制造厂技术人员指导下按产品技术文件要求进行，并应符合下列要求：

1）装配工作应在无风沙、无雨雪、空气相对湿度小于 80% 的条件下进行，并应采取防尘、防潮措施。

2）产品技术文件要求搭建防尘室时，所搭建的防尘室应符合产品技术文件要求。

3）应按产品技术文件要求进行内检，参加现场内检的人员着装应符合产品技术文件要求。

4）应按产品技术文件要求选用吊装器具及吊点。

5）应按制造厂的编号和规定程序进行装配，不得混装。

6）预充氮气的箱体应先经排氮，然后充干燥空气，箱体内空气中的氧气含量必须达到 18%以上时，安装人员才允许进入内部进行检查或安装。(5.2.7-6)

7）产品技术文件允许露空安装的单元，装配过程中应严格控制每一单元的露空时间，工作间歇应采取防尘、防潮措施。

8）产品技术文件要求所有单元的开盖、内检及连接工作应在防尘室内进行时，防尘室内及安装单元应按产品技术文件要求充入经过滤尘的干燥空气；工作间断时，安装单元应及时封闭并充入经过滤尘的干燥空气，保持微正压。

9）盆式绝缘子应完好，表面应清洁。

10）检查气室内运输用临时支撑应无位移、无磨损，并应拆除。

11）检查制造厂已装配好的母线、母线筒内壁及其他附件表面应平整无毛刺，涂漆的漆层应完好。

12）检查导电部件镀银层应良好、表面光滑、无脱落。

13）连接插件的触头中心应对准插口，不得卡阻，插入深度应符合产品技术文件要求；接触电阻应符合产品技术文件要求，不宜超过产品技术文件规定值的 1.1 倍。

14）应按产品技术文件要求更换吸附剂。

15）应按产品技术文件要求进行除尘。

16）密封槽面应清洁、无划伤痕迹；用过的密封垫（圈）不得重复使用；新密封垫应无损伤；涂密封腊时，不得使其流入密封垫（圈）内侧而与 SF_6 气体接触。

17）螺栓连接和紧固应对称均匀用力，其力矩值应符合产品技术文件要求。

18）伸缩节的安装长度应符合产品技术文件要求。

19）套管的安装、套管的导体插入深度均应符合产品技术文件要求。

20）气体配管安装前内部应清洁，气管的现场加工工艺、曲率半径及支架布置，应符合产品技术文件要求。气管之间的连接接头应设置在易于观察维护的地方。

21）在每次内检、安装和试验工作结束后，应清点用具、用品，检查确认无遗留物后方可封盖。

22）产品的安装、检测及试验工作全部完成后，应按产品技术文件要求对产品进行密封防水处理。

（8）GIS 中的避雷器、电压互感器单元与主回路的连接程序应考虑设备交流耐压试验的影响。

（9）设备载流部分检查以及引下线的检查和安装，应按 3.1.2.2（9）部分内容的规定进行。

（10）均压环的检查和安装，应按 3.1.2.2（10）部分内容的规定进行。

（11）GIS 中汇控柜、机构箱、二次接线箱等的安装，应符合 3.1.5.2（2）部分内容的规定。

（12）GIS 辅助开关的安装应符合 3.1.5.2（6）部分内容的规定。

（13）设备接地线连接，应符合设计和产品技术文件要求，并应无锈蚀和损伤，连接应紧固牢靠。

3.1.3.3 GIS 中的 SF_6 断路器的安装

（1）所有部件的安装位置正确，符合产品技术文件的要求。

（2）GIS 中断路器操动机构的检查、保管、安装和调整，应按照 3.1.5 节的规定进行。

（3）GIS 中断路器和操动机构的联合动作，应符合下列规定：

1）在联合动作前，断路器内应充有额定压力的 SF_6 气体。

2）位置指示器动作正确可靠，应与断路器的实际分、合位置一致。

（4）GIS 中断路器调整后的各项动作参数，应符合产品技术文件的要求。

3.1.3.4 GIS 中的隔离开关和接地开关的安装

（1）隔离开关和接地开关的操动机构零部件应齐全，所有固定连接部件应紧固，转动部分应涂以符合产品技术文件要求和适合当地气候的润滑脂。

（2）隔离开关和接地开关中的传动装置的安装和调整，应符合产品技术文件要求；定位螺钉应按产品技术文件要求调整并加以固定。

（3）操动机构的检查和调整，除应符合产品技术文件要求外，还应符合下列规定：

1）电动操作前，气室内 SF_6 气体压力应符合产品技术文件要求。

2）电动操作前，应先进行多次手动分、合闸操作，机构动作应正常。

3）电动机转向应正确，机构的分、合闸指示与设备的实际分、合闸位置应相符。

4）机构动作应平稳，无卡阻、冲击等异常现象。

5）限位装置应准确可靠，到达分、合极限位置时，应可靠切除电源。

6）操动机构在进行手动操作时，应闭锁电动操作。

（4）采用弹簧机构时，弹簧机构的检查和调整应符合下列要求：

1）分、合闸闭锁装置动作应灵活，复位应准确而迅速，并应扣合可靠。

2）弹簧机构缓冲器的行程，应符合产品技术文件要求。

（5）接地开关及外壳的接地连接应符合产品技术文件要求，且应连接牢固、可靠。

（6）隔离开关、接地开关、断路器的电气闭锁回路应动作正确可靠。

3.1.3.5 SF_6 气体管理及充注

（1）SF_6 气体的技术条件应符合表 3-2 的规定。

表 3-2 SF_6 气体的技术条件

指标项目		指标
SF_6（SF_6）的质量分数（%）		≥99.9
空气的质量分数（%）		≤0.04
四氟化碳（CF_4）的质量分数（%）		≤0.04
水分	水的质量分数（%）	≤0.0005
	露点/℃	≤ -49.7
酸度（以 HF 计）的质量分数		≤0.00002
可水解氟化物（以 HF 计）（% ）		≤0.0001
矿物油的质量分数（%）		≤0.0004
毒性		生物试验无毒

（2）新 SF_6 气体应有出厂检验报告及合格证明文件。运到现场后，每瓶均应做含水量检验；现场应进行抽样做全分析，抽样比例应按表 3-3 的规定执行。检验结果有一项不符合表 3-2 要求时，应以两倍量气瓶数重新抽样进行复验。复验结果即使有一项不符合，整批产品也不应验收。

表 3-3　新 SF_6 气体抽样比例

每批气瓶数	选取的最少气瓶数	每批气瓶数	选取的最少气瓶数
1	1	41～70	3
2～40	2	71 以上	4

（3）SF_6 气瓶的搬运和保管，应符合下列要求：

1）SF_6 气瓶的安全帽、防震圈应齐全，安全帽应拧紧；搬运时应轻装轻卸，严禁抛掷溜放。

2）气瓶应存放在防晒、防潮和通风良好的场所；不得靠近热源和油污的地方，严禁水分和油污粘在阀门上。

3）SF_6 气瓶与其他气瓶不得混放。

（4）SF_6 气体的充注应符合下列要求：

1）SF_6 气体的充注应设专人负责抽真空和充注。

2）充注前，充气设备及管路应洁净、无水分、无油污；管路连接部分应无渗漏。

3）气体充入前应按产品技术文件要求对设备内部进行真空处理，真空度及保持时间应符合产品技术文件要求；真空泵或真空机组应有防止突然停止或因误操作而引起真空泵油倒灌的措施。

4）当气室已充有 SF_6 气体，且含水量检验合格时，可直接补气。

5）对柱式断路器进行充注时，应对 SF_6 气体进行称重，充入 SF_6 气体重量应符合产品技术文件要求。

6）充注时应排出管路中的空气。

（5）设备内 SF_6 气体的含水量和漏气率应符合现行国家标准 GB 50150—2006 的规定。

3.1.3.6　工程交接验收

（1）在验收时，应进行下列检查：

1）GIS 应安装牢靠、外观清洁，动作性能应符合产品技术文件要求。

2）螺栓紧固力矩应达到产品技术文件的要求。

3）电气连接应可靠、接触良好。

4）GIS 中的断路器、隔离开关、接地开关及其操动机构的联动应正常、无卡阻现象；分、合闸指示应正确；辅助开关及电气闭锁应动作正确、可靠。(5.6.1-4)

5）密度继电器的报警、闭锁值应符合规定，电气回路传动应正确。(5.6.1-5)

6）SF_6 气体漏气率和含水量，应符合现行国家标准 GB 50150—2006 及产品技术文件的规定。(5.6.1-6)

7）瓷套应完整无损、表面清洁。

8）所有柜、箱防雨防潮性能应良好，本体电缆防护应良好。

9）接地应良好，接地标识应清楚。

10）交接试验应合格。

11）带电显示装置显示应正确。

12）GIS 室内通风、报警系统应完好。

13）油漆应完好，相色标志应正确。

（2）在验收时，应按3.1.2.4（2）部分内容的规定提交技术文件。

3.1.4 真空断路器和高压开关柜

3.1.4.1 一般规定

（1）本条款适用于额定电压为3～35kV的户内式真空断路器和户内式高压开关柜。

（2）真空断路器和高压开关柜应按制造厂和设备包装箱要求运输、装卸，其过程中不得倒置、强烈振动和碰撞[⊖]。真空灭弧室的运输应按易碎品的有关规定进行。

（3）真空断路器和高压开关柜运到现场后，包装应完好，设备运输单所有部件应齐全。

（4）真空断路器和高压开关柜的开箱检查，应符合下列要求：

1）设备装箱单设备部件和备件应齐全、无锈蚀和机械损伤。

2）灭弧室、瓷套与铁件间应黏合牢固、无裂纹及破损。

3）绝缘部件应无变形、受潮。

4）断路器支架焊接应良好，外部防腐层应完整。

5）产品技术文件应齐全。

6）高压开关柜检查应符合下列要求：

① 开关柜的间隔排列顺序应与设计相符；

② 每个间隔柜内高压断路器、负荷开关、接触器、高压熔断器、隔离开关、接地开关、互感器等元件应符合设计和产品技术文件要求；

③ 柜体应无变形、损伤，防腐应良好；

④ 柜内各元件的合格证明文件应齐全。

（5）真空断路器和高压开关柜到达现场后的保管应符合产品技术文件的要求，并应符合下列要求：

1）应存放在通风、干燥及没有腐蚀性气体的室内，存放时不得倒置。

2）真空断路器在开箱保管时不得重叠放置。

3）真空断路器若长期保存，应每6个月检查1次，在金属零件表面及导电接触面应涂防锈油脂，用清洁的油纸包好绝缘件。

4）保存期限如超过真空灭弧室上注明的允许存储期，应重新检查真空灭弧室的内部气体压强。

（6）高压开关柜内采用SF_6断路器时，对SF_6断路器的安装，应按3.1.2节的相关规定执行。

（7）采用气体绝缘金属封闭式高压开关柜的安装，应按3.1.3节的相关规定执行。

3.1.4.2 真空断路器的安装与调整

（1）真空断路器的安装与调整，应符合产品技术文件的要求，并应符合下列规定：

1）安装应垂直，固定应牢固，相间支持瓷套应在同一水平面上。

2）三相联动连杆的拐臂应在同一水平面上，拐臂角度应一致。

3）具备慢分、慢合功能的，在安装完毕后，应先进行手动缓慢分、合闸操作，手动操作正常，方可进行电动分、合闸操作。

⊖ 可参考DL/T 403—2000《12kV～40.5kV高压真空断路器订货技术条件》。

4）真空断路器的行程、压缩行程在现场能够测量时，其测量值应符合产品技术文件要求；三相同时应符合产品技术文件要求。

5）安装有并联电阻、电容的，并联电阻、电容值应符合产品技术文件要求。

（2）真空断路器的导电部分，应符合下列要求：

1）导电回路接触电阻值，应符合产品技术文件要求。

2）设备接线端子的搭接面和螺栓紧固力矩，应符合现行国家标准 GB 50149—2010 的规定。

3.1.4.3 高压开关柜的安装与调整

（1）基础型钢的检查，应符合产品技术文件要求，当产品技术文件没有要求时，应符合下列规定：

1）允许偏差应符合表 3-4 的规定。

2）基础型钢安装后，其顶部标高在产品技术文件没有要求时，宜高出抹平地面 10mm。基础型钢应有明显的可靠接地。

表 3-4 基础型钢安装的允许偏差

项　　目	允 许 偏 差	
	mm/m	mm/全长
不直度	<1	<5
水平度	<1	<5
位置偏差及不平行度	—	<5

（2）开关柜按照设计图纸和制造厂编号顺序安装，柜及柜内设备与各构件间连接应牢固。

（3）开关柜单独或成列安装时，其垂直度、水平偏差以及柜面偏差和柜间接缝的允许偏差，应符合表 3-5 的规定。

表 3-5 开关柜安装的允许偏差

项　　目		允 许 偏 差
垂直度		<1.5 mm/m
水平偏差	相邻两盘顶部	<2mm
	成列盘顶部	<2mm
盘间偏差	相邻两盘边	<1mm
	成列盘面	<1mm
盘间接缝		<2mm

（4）成列开关柜的接地母线，应有两处明显的与接地网可靠连接点。金属柜门应以铜软线与接地的金属构架可靠连接。成套柜应装有供检修用的接地装置。

（5）开关柜的安装应符合产品技术文件要求，并应符合下列规定：

1）手车或抽屉单元的推拉应灵活轻便、无卡阻、碰撞现象；具有相同额定值和结构的组件，应检验具有互换性。

2）机械闭锁、电气闭锁应动作准确、可靠和灵活，具备防止电气误操作的“五防”功能［即防止误分、合断路器，防止带负荷分、合隔离开关，防止接地开关合上时（或带接地线）送电，防止带电合接地开关（挂接地线），防止误入带电间隔等功能］。

3）安全隔离板开启应灵活，并应随手车或抽屉的进出而相应动作。

4）手车推入工作位置后，动触头顶部与静触头底部的间隙，应符合产品技术文件要求。

5）动触头与静触头的中心线应一致，触头接触应紧密。

6）手车与柜体间的接地触头应接触紧密，当手车推入柜内时，其接地触头应比主触头先接触，拉出时接地触头应比主触头后断开。

7）手车或抽屉的二次回路连接插件（插头与插座）应接触良好，并应有锁紧措施；插头与开关设备应有可靠的机械连锁，当开关设备在工作位置时，插头应拔不出来；其同一功能单元、同一种型式的高压电器组件插头的接线应相同、能互换使用。

8）仪表、继电器等二次元件的防振措施应可靠。控制和信号回路应正确，并应符合现行国家标准 GB 50171—2012《电气装置安装工程　盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》的有关规定。

9）螺栓应紧固，并应具有防松措施。

（6）高压开关柜内的 SF_6 断路器、隔离开关、接地开关以及熔断器、负荷开关、避雷器应按照本节相关内容的规定执行。

3.1.4.4　工程交接验收

（1）验收时，应进行下列检查：

1）真空断路器应固定牢靠，外观应清洁。

2）电气连接应可靠且接触良好。

3）**真空断路器与操动机构联动应正常、无卡阻；分、合闸指示应正确；辅助开关动作应准确、可靠。（6.4.1-3）**

4）并联电阻的电阻值、电容器的电容值，应符合产品技术文件要求。

5）绝缘部件、瓷件应完好无损。

6）**高压开关柜应具备防止电气误操作的“五防”功能。（6.4.1-6）**

7）手车或抽屉式高压开关柜在推入或拉出时应灵活，机械闭锁应可靠。

8）高压开关柜所安装的带电显示装置应显示、动作正确。

9）交接试验应合格。

10）油漆应完整、相色标志应正确，接地应良好、标识清楚。

（2）在验收时，应按照本节 3.1.2.4（2）部分内容的规定，提交技术文件。

3.1.5　断路器的操动机构

3.1.5.1　一般规定

（1）操动机构在运输和装卸过程中，不得倒置、碰撞或受到剧烈的振动。

（2）操动机构运到现场后，检查包装应完好，按照设备运输单清点部件应齐全。

（3）操动机构的开箱检查，应符合下列要求：

1）操动机构的所有零部件、附件及备件应齐全。

2）操动机构的零部件、附件应无锈蚀、受损及受潮等现象。

3）充油、充气部件应无渗漏。

（4）操动机构运到现场后的保管，应符合下列要求：

1）操动机构应按其用途置于室内或室外干燥场所保管。

2）空气压缩机、阀门等应置于室内保管。

3）控制箱或机构箱应妥善保管，不得受潮。

4）保管时，应对操动机构的金属转动摩擦部件进行检查，并采取防锈措施。

5）长期保管的操动机构应有防止受潮的措施。

3.1.5.2　操动机构的安装及调整

（1）操动机构的安装及调整，应按产品技术文件要求进行，并应符合下列规定：

1）操动机构固定应牢靠，并与断路器底座标高相配合，底座或支架与基础间的垫片不宜超过3片，总厚度不应超过10mm，各垫片尺寸与基座相符且连接牢固。

2）操动机构的零部件应齐全，各转动部分应涂以适合当地气候条件的润滑脂。

3）电动机固定应牢固，转向应正确。

4）各种接触器、继电器、微动开关、压力开关、压力表、加热装置和辅助开关的动作应准确、可靠，接点应接触良好、无烧损或锈蚀。

5）分、合闸线圈的铁心应动作灵活、无卡阻。

6）压力表应经出厂检验合格，并有检验报告，压力表的电接点动作正确可靠。

7）操动机构的缓冲器应经过调整；采用油缓冲器时，油位应正常，所采用的液压油应适合当地气候条件。

8）加热、驱潮装置及控制元件的绝缘应良好，加热器与各元件、电缆及电线的距离应大于50mm。

（2）控制柜、分相控制箱、操动机构箱的安装，应符合下列要求：

1）箱、柜门关闭应严密，内部应干燥清洁，并应有通风和防潮措施，接地应良好；液压机构箱还应有隔热防寒措施。

2）控制和信号回路应正确，并符合现行国家标准GB 50171—2012的有关规定。

（3）操动机构应具有可靠的防止跳跃的功能；采用分相操动机构的，应具有可靠的防止非全相运行的功能。

（4）断路器应能远方和就地操作，远方和就地操作之间应有闭锁。

（5）断路器装设的动作计数器动作应正确。

（6）辅助开关应满足以下要求：

1）辅助开关应安装牢固，应能防止因多次操作松动变位。

2）辅助开关接点应转换灵活、切换可靠、性能稳定。

3）辅助开关与机构间的连接应松紧适当、转换灵活，并应能满足通电时间的要求；连接锁紧螺母应拧紧，并应采取防松措施。

3.1.5.3　气动机构

（1）气动机构的安装及调整除符合本部分内容的规定外，还应符合本节3.1.5.2节的规定。

（2）气动机构应采用制造厂已组装好的空气压缩机或空气压缩机组产品，空气压缩机或空气压缩机组不应在现场进行解体检查。

（3）空气压缩机安装时，应经检查并应符合下列要求：

1）空气过滤器应清洁无堵塞，吸气阀和排气阀应完好、动作可靠。

2）冷却器、风扇叶片和电动机、带轮等所有附件应清洁并安装牢固、运转正常。

3）气缸用的润滑油应符合产品技术文件要求；气缸内油面应在标线位置；气缸油的加热装置应完好。

4）自动排污装置应动作正确，污物应通过管路引至集污池（盒）内。

5）空气压缩机组的安装应符合现行国家标准 GB 50231—2009《机械设备安装工程施工及验收通用规范》的有关规定；空气压缩机组电动机的安装，应符合现行国家标准 GB 50170—2006 的有关规定。

（4）空气压缩机的连续运行时间与最高运行温度不得超过产品技术文件要求。

（5）空气压缩机组的控制柜及保护柜内的配气管应清洁、通畅无堵塞，其布置不应妨碍表计、继电器及其他部件的检修和调试。

（6）储气罐、气水分离器及截止阀、安全阀和排污阀等，应清洁、无锈蚀；减压阀、安全阀应经校验合格；阀门动作灵活、准确可靠；其安装位置应便于操作。

（7）储气罐等压力容器应符合国家现行有关压力容器承压试验标准；配气管安装后，应进行压力试验，试验压力应为 1.25 倍额定压力，试验时间应为 5min。

（8）空气管路的材料性能、管径、壁厚应符合产品技术文件要求，并具有材质检验证明。

（9）空气管道的敷设，应符合下列规定：

1）管子内部应清洁、无锈蚀；并应用干净的布对现场配制的管道内部进行清洁。

2）敷管路径宜短，接头宜少，排管的接头应错开，空气管道接口应设置在易于观察和维护的地方。

3）管道的连接宜采用焊接，焊口应牢固严密；采用法兰螺栓连接时，法兰端面应与管子中心线垂直，法兰的接触面应平整，不得有砂眼、毛刺、裂纹等缺陷；管道与设备间应用法兰或连接器连接，不得采用焊接。管道之间采用法兰或连接器连接时，管路的切割、制作应用专门工具，不得使用会产生金属屑的工具。

4）空气管道应固定牢固，其固定卡子间的距离不应大于 2m；空气管道在穿过墙壁或地板时，应通过明孔或另加金属保护管。

5）设计无规定时，管道应在顺排水方向具有不小于 3‰的排水坡度；在最低点宜设两级排水截门，第一级排水截门为球阀；管子的弯曲半径应符合选用管材的要求。

6）管道的伸缩弯宜平放或稍高于管道敷设平面，以免积水。

7）气动系统管道安装完成后，应采用干燥的压缩空气进行吹扫。

8）使用环境温度低于 0℃的，应在空气管路及相应的截门、阀门上采取保温或加热措施。

（10）全部空气管道系统应以额定气压进行漏气量的检查，在 24h 内压降不得超过 10%，或符合产品技术文件要求。

（11）空气压缩机、储气罐及阀门等部件应分别加以编号。阀门的操作手柄应标以开、闭方向。连接阀门的管子上，应标以正常的气流方向。

3.1.5.4　液压机构

液压机构的安装及调整，除应符合 3.1.5.2 节的规定外，还应符合下列规定：

（1）油箱内部应洁净，液压油的标号符合产品技术文件要求，液压油应洁净无杂质、

油位指示正常。

（2）连接管路应清洁，连接处应密封良好、牢固可靠。

（3）液压回路在额定油压时，外观检查应无渗漏。

（4）具备慢分、慢合操作条件的机构，在进行慢分、慢合操作时，工作缸活塞杆的运动应无卡阻现象，其行程应符合产品技术文件要求。

（5）微动开关、接触器的动作应准确可靠、接触良好；电接点压力表、安全阀、压力释放器应经检验合格，动作应可靠，关闭应严密；联动闭锁压力值应按产品技术文件要求予以整定。

（6）防失压慢分装置应可靠。

（7）液压机构的 24h 压力泄漏量，应符合产品技术文件要求。

（8）采用氮气储能的机构，储压筒的预充压力和补充氮气，应符合产品技术文件要求，测量时应记录周围空气温度；补充的氮气应采用微水含量小于 5μL/L 的高纯氮作为气源。

（9）采用弹簧储能的机构，机构的弹簧位置应符合产品技术文件要求。

3.1.5.5　弹簧机构

弹簧机构的安装及调整，除应符合 3.1.5.2 节的规定外，还应符合下列规定：

（1）不得将机构“空合闸”。

（2）合闸弹簧储能时，牵引杆的位置应符合产品技术文件要求。

（3）合闸弹簧储能完毕后，行程开关应能立即将电动机电源切除；合闸完毕，行程开关应将电动机电源接通。

（4）合闸弹簧储能后，牵引杆的下端或凸轮应与合闸锁扣可靠地联锁。

（5）分、合闸闭锁装置动作应灵活，复位应准确而迅速，并应开合可靠。

（6）弹簧机构缓冲器的行程，应符合产品技术文件要求。

3.1.5.6　电磁机构

电磁机构的安装及调整，除应符合 3.1.5.2 节的规定外，还应符合下列规定：

（1）机构合闸至顶点时，支持板与合闸滚轮间应保持一定间隙，且符合产品技术文件要求。

（2）分闸制动板应可靠地扣入，脱扣锁钩与底板轴间应保持一定的间隙，且符合产品技术文件要求。

3.1.5.7　工程交接验收

在验收时，应进行下列检查：

（1）操动机构应固定牢靠、外表清洁。

（2）电气连接应可靠且接触良好。

（3）液压系统应无渗漏、油位正常；空气系统应无漏气；安全阀、减压阀等应动作可靠；压力表应指示正确。

（4）操动机构与断路器的联动应正常、无卡阻现象；开关防跳跃功能应正确、可靠；具有非全相保护功能的动作应正确、可靠；分、合闸指示正确；压力开关、辅助开关动作应准确、可靠。

（5）控制柜、分相控制箱、操动机构箱、接线箱等的防雨防潮性能应良好，电缆管口、孔洞应封堵严密。

（6）交接试验应合格。

3.1.6 隔离开关、负荷开关及高压熔断器

3.1.6.1 一般规定

（1）高压隔离开关（包括接地开关）、负荷开关及高压熔断器的运输、装卸，应符合设备箱的标注及产品技术文件的要求。

（2）隔离开关、负荷开关及高压熔断器运到现场后的检查，应符合下列要求：

1）按照运输单清点，检查运输箱外观应无损伤和碰撞变形痕迹。

2）瓷件应无裂纹和破损。

（3）隔离开关、负荷开关及高压熔断器运到现场后的保管，应符合下列要求：

1）设备运输箱应按其不同保管要求置于室内或室外平整、无积水且坚硬的场地。

2）设备运输箱应按箱体标注安置；瓷件应安置稳妥；装有触头及操动机构金属传动部件的箱子应有防潮措施。

（4）隔离开关、负荷开关及高压熔断器的开箱检查，应符合下列要求：

1）产品技术文件应齐全；到货设备、附件、备品备件应与装箱单一致，核对设备型号、规格应与设计图纸相符。

2）设备应无损伤变形和锈蚀、漆层完好。

3）镀锌设备支架应无变形、镀锌层完好、无锈蚀、无脱落、色泽一致。.

4）瓷件应无裂纹、破损；瓷绝缘子与金属法兰胶装部位应牢固密实，并应涂有性能良好的防水胶；法兰结合面应平整、无外伤或铸造砂眼；支柱瓷绝缘子外观不得有裂纹、损伤；瓷绝缘子垂直度符合现行国家标准《标称电压高于 1000V 系统用户内和户外支柱瓷绝缘子　第 1 部分：瓷或玻璃绝缘子的试验》（GB 8287. 1—2008）的规定。

5）导电部分可挠连接应无折损，接线端子（或触头）镀银层应完好。

3.1.6.2 安装与调整

（1）安装前的基础检查，应符合产品技术文件要求，并应符合 3. 1. 2. 2（1）部分内容的规定。

（2）设备支架的检查及安装，应符合产品技术文件要求，且应符合下列规定：

1）设备支架外形尺寸应符合要求。封顶板及铁件无变形、扭曲，水平偏差符合产品技术文件要求。

2）设备支架安装后，检查支架柱轴线，行、列的定位轴线允许偏差为 5mm，支架顶部标高允许偏差为 5mm，同相根开允许偏差为 10mm。

（3）在室内间隔墙的两面，以共同的双头螺栓安装隔离开关时，应保证其中一组隔离开关拆除时，不影响另一侧隔离开关的固定。

（4）隔离开关、负荷开关及高压熔断器安装时的检查，应符合下列要求：

1）隔离开关相间距离允许偏差：220kV 及以下为 10mm。相间连杆应在同一水平线上。

2）接线端子及载流部分应清洁，且应接触良好，接线端子（或触头）镀银层无脱落。

3）绝缘子表面应清洁，无裂纹、破损、焊接残留斑点等缺陷，瓷绝缘子与金属法兰胶装部位应牢固密实。

4）支柱绝缘子不得有裂纹、损伤，并不得修补。外观检查有疑问时，应做探伤试验。

5）支柱绝缘子应垂直于底座平面（V 形隔离开关除外），且连接牢固；同一绝缘子柱的各绝缘子中心线应在同一垂直线上；同相各绝缘子柱的中心线应在同一垂直平面内。

6）隔离开关的各支柱绝缘子间应连接牢固；安装时可用金属垫片校正其水平或垂直偏差，使触头相互对准、接触良好。

7）均压环和屏蔽环应安装牢固、平正，检查均压环和屏蔽环无划痕、毛刺；均压环和屏蔽环宜在最低处打排水孔。

8）安装螺栓宜由下向上穿入，隔离开关组装完毕，应用力矩扳手检查所有安装部位的螺栓，其力矩值应符合产品技术文件要求。

9）隔离开关的底座传动部分应灵活，并涂以适合当地气候条件的润滑脂。

10）操动机构的零部件应齐全，所有固定连接部件应紧固，转动部分应涂以适合当地气候条件的润滑脂。

（5）传动装置的安装调整应符合下列要求：

1）拉杆与带电部分的距离应符合现行国家标准 GB 50149—2010 的有关规定。

2）拉杆的内径应与操动机构轴的直径相配合，两者间的间隙不应大于 1mm；连接部分的销子不应松动。

3）当拉杆损坏或折断可能接触带电部分而引起事故时，应加装保护环。

4）延长轴、轴承、联轴器、中间轴承及拐臂等传动部件，其安装位置应正确，固定应牢靠；传动齿轮啮合应准确，操作应轻便灵活。

5）定位螺钉应按产品技术文件要求进行调整并加以固定。

6）所有传动摩擦部位，应涂以适合当地气候条件的润滑脂。

7）隔离开关、接地开关平衡弹簧应调整到操作力矩最小并加以固定；接地开关垂直连杆上应涂以黑色油漆标识。

（6）操动机构的安装调整，应符合下列要求：

1）操动机构应安装牢固，同一轴线上的操动机构安装位置应一致。

2）电动操作前，应先进行多次手动分、合闸，机构动作应正确。

3）电动机的转向应正确，机构的分、合闸指示应与设备的实际分、合闸位置相符。

4）机构动作应平稳，无卡阻、冲击等异常情况。

5）限位装置应准确可靠，到达规定分、合极限位置时，应可靠地切除电源；辅助开关动作应与隔离开关动作一致，接触准确可靠。

6）隔离开关过死点、动静触头间相对位置、备用行程及动触头状态，应符合产品技术文件要求。

7）隔离开关分合闸定位螺钉，应按产品技术文件要求进行调整并加以固定。

8）操动机构在进行手动操作时，应闭锁电动操作。

9）机构箱应密闭良好、防雨防潮性能良好，箱内安装有防潮装置时，加热装置应完好，加热器与各元件、电缆及电线的距离应大于 50mm；机构箱内控制和信号回路应正确并应符合现行国家标准 GB 50171—2012《电气装置安装工程　盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》的有关规定。

（7）当拉杆式手动操动机构的手柄位于上部或左端的极限位置，或涡轮蜗杆式机构的手柄位于顺时针方向旋转的极限位置时，应是隔离开关或负荷开关的合闸位置；反之，应是

分闸位置。

（8）隔离开关、负荷开关合闸状态时触头间的相对位置、备用行程，分闸状态时触头间的净距或拉开角度，应符合产品技术文件要求。

（9）具有引弧触头的隔离开关由分到合时，在主动触头接触前，引弧触头应先接触；从合到分时，触头的断开顺序相反。

（10）三相联动的隔离开关，触头接触时，不同期数值应符合产品技术文件要求。当无规定时，最大值不得超过 20mm。

（11）隔离开关、负荷开关的导电部分，应符合下列规定：

1）触头表面应平整、清洁，并应涂以薄层中性凡士林；载流部分的可挠连接不得有折损；连接应牢固，接触应良好；载流部分表面应无严重的凹陷及锈蚀。

2）触头间应接触紧密，两侧的接触压力应均匀且符合产品技术文件要求，当采用插入连接时，导体插入深度应符合产品技术文件要求。

3）设备连接端子应涂以薄层电力复合脂。连接螺栓应齐全、紧固，紧固力矩符合现行国家标准 GB 50149—2010《电气装置安装工程　母线装置施工及验收规范》的规定。引下线的连接不应使设备接线端子受到超过允许的承受应力。

4）合闸直流电阻测试应符合产品技术文件要求。

（12）隔离开关的闭锁装置应动作灵活、准确可靠；带有接地刀的隔离开关，接地刀与主触头间的机械或电气闭锁应准确可靠。

（13）隔离开关及负荷开关的辅助开关应安装牢固、动作准确、接触良好，其安装位置便于检查；装于室外时，应有防雨措施。

（14）负荷开关的安装及调整，除应符合上述有关规定外，尚应符合下列规定：

1）在负荷开关合闸时，主固定触头应与主刀可靠接触；分闸时，三相的灭弧刀片应同时跳离固定灭弧触头。

2）灭弧筒内产生气体的有机绝缘物应完整无裂纹，灭弧触头与灭弧筒的间隙应符合要求。

3）负荷开关三相触头接触的同期性和分闸状态时触头间净距及拉开角度，应符合产品技术文件要求。

4）带油的负荷开关的外露部分及油箱应清理干净，油箱内应注以合格油并应无渗漏。

（15）人工接地开关的安装及调整，除应符合上述有关规定外，还应符合下列要求：

1）人工接地开关的动作应灵活可靠，其合闸时间应符合产品技术文件和继电保护规定。

2）人工接地开关的缓冲器应经详细检查，其压缩行程应符合产品技术文件要求。

（16）高压熔断器的安装，应符合下列要求：

1）带钳口的熔断器，其熔丝管应紧密地插入钳口内。

2）装有动作指示器的熔断器，应便于检查指示器的动作情况。

3）跌落式熔断器熔丝管的有机绝缘物应无裂纹、变形；熔丝管轴线与铅垂线的夹角应为 15°~30°，其转动部分应灵活；跌落时不应碰及其他物体而损坏熔丝管。

4）熔丝的规格应符合设计要求，且无弯曲、压扁或损伤，熔体与尾线应压接紧密牢固。

3.1.6.3 工程交接验收

（1）在验收时，应进行下列检查：

1）操动机构、传动装置、辅助开关及闭锁装置应安装牢固、动作灵活可靠、位置指示正确。

2）合闸时三相不同期值，应符合产品技术文件要求。

3）相间距离及分闸时触头的打开角度和距离，应符合产品技术文件要求。

4）触头接触应紧密良好，接触尺寸应符合产品技术文件要求。

5）隔离开关分合闸限位应正确。

6）垂直连杆应无扭曲变形。

7）螺栓紧固力矩应达到产品技术文件和相关标准要求。

8）合闸直流电阻测试应符合产品技术文件要求。

9）交接试验应合格。

10）隔离开关、接地开关底座及垂直连杆、接地端子及操动机构箱应接地可靠。

11）油漆应完整，相色标识正确，设备应清洁。

（2）在验收时，应按照3.1.2.4（2）部分内容的规定提交技术文件。

3.1.7 避雷器和中性点放电间隙

3.1.7.1 一般规定

（1）避雷器在运输存放过程中应正置立放，不得倒置和受到冲击与碰撞，复合外套的避雷器，不得与酸碱等腐蚀性物品放在同一车厢内运输。

（2）避雷器不得任意拆开、破坏密封。

（3）复合外套金属氧化物避雷器应存放在环境温度为 -40 ~ + 40℃的无强酸碱及其他有害物质的库房中，产品水平放置时，需避免让伞裙受力。

制造厂有具体存放要求时，应按产品技术文件要求执行。

3.1.7.2 避雷器的安装

（1）避雷器安装前，应进行下列检查：

1）采用瓷外套时，瓷件与金属法兰胶装部位应结合牢固、密实，并应涂有性能良好的防水胶；瓷套外观不得有裂纹、损伤；采用硅橡胶外套时，外观不得有裂纹、损伤和变形。金属法兰结合面应平整，无外伤或铸造砂眼，法兰泄水孔应通畅。

2）各节组合单元应经试验合格，底座绝缘应良好。

3）应取下运输时用以保护避雷器防爆膜的防护罩，或按产品技术文件要求执行；防爆膜应完好、无损。

4）避雷器的安全装置应完整、无损。

5）带自闭阀的避雷器宜进行压力检查，压力值应符合产品技术文件要求。

（2）避雷器组装时，其各节位置应符合产品出厂标志的编号。

（3）避雷器吊装，应符合产品技术文件要求。

（4）避雷器的绝缘底座安装应水平。

（5）避雷器各连接处的金属接触表面应洁净、没有氧化膜和油漆，导通良好。

（6）并列安装的避雷器三相中心应在同一直线上，相间中心距离允许偏差为10mm；铭

牌应位于易于观察的同一侧。

（7）避雷器安装应垂直，其垂直度应符合制造厂的要求。

（8）避雷器的排气通道应通畅，排气通道口不得朝向巡检通道，排出的气体不致引起相间或对地闪络，并不得喷及其他电气设备。

（9）均压环应无知痕、毛刺，安装应牢固、平整、无变形；在最低处宜打排水孔。

（10）监测仪应密封良好、动作可靠，并应按产品技术文件要求连接；安装位置应一致、便于观察；接地应可靠；监测仪计数器应调至同一值。

（11）所有安装部位螺栓应紧固，力矩值应符合产品技术文件要求。

（12）避雷器的接地应符合设计要求，接地引下线应连接、固定牢靠。

（13）设备接线端子的接触表面应平整、清洁、无氧化膜、无凹陷及毛刺，并应涂以薄层电力复合脂；连接螺栓应齐全、紧固，紧固力矩应符合现行国家标准 GB 50149—2010《电气装置安装工程　母线装置施工及验收规范》的要求。避雷器引线的连接不应使设备端子受到超过允许的承受应力。

3.1.7.3　中性点放电间隙的安装

（1）放电间隙电极的制作应符合设计要求，钢制材料制作的电极应镀锌。

（2）放电间隙宜水平安装。

（3）放电间隙必须安装牢固，其间隙距离应符合设计要求。

（4）接地应符合设计要求，并应采用双根接地引下线与接地网不同接地干线连接。

3.1.7.4　工程交接验收

（1）在验收时，应进行下列检查：

1）现场制作件应符合设计要求。

2）避雷器密封应良好，外表应完整无缺损。

3）避雷器应安装牢固，其垂直度应符合产品技术文件要求，均压环应水平。

4）放电计数器和在线监测仪密封应良好，绝缘垫及接地应良好、牢固。

5）中性点放电间隙应固定牢固、间隙距离符合设计要求，接地应可靠。

6）油漆应完整、相色正确。

7）交接试验应合格。

8）产品有压力检测要求时，压力检测应合格。

（2）在验收时，应按照 3.1.2.4（2）部分内容的规定提交技术文件。

3.1.8　干式电抗器和阻波器

（1）本节内容适用于额定电压为 3kV ~ 66kV 的干式电抗器和额定电压为 3kV ~ 750kV 的阻波器。

（2）设备运到现场后，应进行下列外观检查：支柱及线圈绝缘等应无损伤和裂纹；线圈无变形；支柱绝缘子及其附件应齐全。

（3）设备运到现场后，应按其用途放在室内或室外平整、无积水的场地保管。运输或吊装过程中，支柱或线圈不应遭受损伤和变形。

（4）安装前基础检查，应符合产品技术文件要求。干式空心电抗器基础内部的钢筋制作应符合设计要求，自身没有且不应通过接地线构成闭合回路。

（5）干式空心电抗器采用金属围栏时，金属围栏应设明显断开点，并不应通过接地线构成闭合回路。

（6）干式空心电抗器线圈绝缘损伤及导体裸露时，应按产品技术文件的要求进行处理。

（7）干式空心电抗器应按其编号进行安装，并应符合下列要求：

1）三相垂直排列时，中间一相线圈的绕向应与上、下两相相反，各相中心线应一致。

2）两相重叠一相并列时，重叠的两相绕向应相反，另一相应与上面的一相绕向相同。

3）三相水平排列时，三相绕向应相同。

（8）干式空心电抗器间隔内，所有磁性材料的部件应可靠固定。

（9）干式空心电抗器附近安装的二次电缆和二次设备应考虑电磁干扰的影响，二次电缆的接地线不应构成闭合回路。

（10）干式铁心电抗器的各部位固定应牢靠、螺栓紧固，铁心应一点接地。

（11）干式空心电抗器和支承式安装的阻波器线圈，其重量应均匀地分配于所有支柱绝缘子上。找平时，允许在支柱绝缘子底座下放置钢垫片，但应牢固可靠。干式电抗器上、下重叠时，应在其绝缘子顶帽上，放置与顶帽同样大小且厚度不超过 4mm 的绝缘纸垫片或橡胶垫片；在户外安装时，应用橡胶垫片。

（12）阻波器安装前，应进行频带特性及内部避雷器相应的试验。

（13）悬式阻波器主线圈吊装时，其轴线宜对地垂直。

（14）设备接线端子与母线的连接，应符合现行国家标准 GB 50149—2010《电气装置安装工程　母线装置施工及验收规范》的有关规定。当其额定电流为 1500A 及以上时，应采用非磁性金属材料制成的螺栓。

（15）干式空心电抗器和阻波器主线圈的支柱绝缘子的接地，应符合下列要求：

1）上、下重叠安装时，底层的所有支柱绝缘子均应接地，其余的支柱绝缘子不接地。

2）每相单独安装时，每相支柱绝缘子均应接地。

3）支柱绝缘子的接地线不应构成闭合环路。

（16）在验收时，应进行下列检查：

1）支柱应完整、无裂纹，线圈应无变形。

2）线圈外部的绝缘漆应完好。

3）支柱绝缘子的接地应良好。

4）各部油漆应完整。

5）干式空心电抗器的基础内钢筋、底层绝缘子的接地线以及所采用的金属围栏，不应通过自身和接地线构成闭合回路。

6）干式铁心电抗器的铁心应一点接地。

7）交接试验应合格。

8）阻波器内部的电容器和避雷器外观应完整，连接应良好、固定可靠。

（17）在验收时，应按照 3.1.2.4（2）部分内容的规定提交技术文件。

3.1.9　电容器

3.1.9.1　一般规定

（1）设备到货检查：产品应包装完好，规格符合设计要求，数量与运输清单一致。

（2）设备的现场保管应符合产品技术文件要求。室内安装的设备应在室内存放。串联电容补偿装置的光缆套管、光 TA 等易受损的设备也应在室内单独存放保管。

3.1.9.2　电容器的安装

（1）电容器（组）安装前的检查，应符合下列要求：

1）套管芯棒应无弯曲、滑扣。

2）电容器引出线端连接用的螺母、垫圈应齐全。

3）电容器外壳应无显著变形、外表无锈蚀，所有接缝不应有裂缝或渗油。

4）支持瓷绝缘子应完好、无破损。倒装时应选用倒装支持瓷绝缘子。

5）电容器（组）支架应无变形，加工工艺、防腐应良好；各种紧固件齐全，全部采用热镀锌制品。

6）集合式并联电容器的油箱、储油柜（或扩张器）、瓷套、出线导杆、压力释放阀、温度计等应完好无损，油箱及充油部件不得有渗漏油现象。

（2）电容器安装前试验应合格；成组安装的电容器的电容量，应按 3.1.9.2（4）部分内容的要求经试验调配。

（3）电容器支架安装，应符合下列规定：

1）金属构件无明显变形、锈蚀，油漆应完整，户外安装的应采用热镀锌支架。

2）瓷绝缘子无破损，金属法兰无锈蚀。

3）支架安装水平允许偏差为 3mm/m。

4）支架立柱间距离允许偏差为 5mm。

5）支架连接螺栓的紧固，应符合产品技术文件要求。构件间垫片不得多于 1 片，厚度应不大于 3mm。

（4）电容器组的安装，应符合下列要求：

1）三相电容量的差值宜调配到最小，其最大与最小的差值不应超过三相平均电容值的 5%；设计有要求时，应符合设计的规定。

2）电容器组支架应保持其应有的水平及垂直位置，无明显变形，固定应牢靠，防腐应完好。

3）电容器的配置应使其铭牌面向通道一侧，并有顺序编号。

4）电容器一次接线应正确、符合设计，接线应对称一致、整齐美观，母线及分支线应标以相色。

5）凡不与地绝缘的每个电容器的外壳及电容器的支架均应接地；凡与地绝缘的电容器的外壳均应与支架一起可靠连接到规定的电位上；与电容器围栏之间的安全距离应符合现行国家标准 GB 50149—2010《电气装置安装工程　母线装置施工及验收规范》的规定。

6）电容器的接线端子与连接线采用不同材料的金属时，应采取增加过渡接头的措施。

7）采用外熔断器时，外熔断器的安装应排列整齐，倾斜角度应符合设计，指示器位置应正确。

8）放电线圈瓷套应无损伤、相色正确、接线牢固美观。

9）接地刀开关操作应灵活。

10）避雷器在线监测仪接线应正确。

（5）对于储油柜结构的集合式并联电容器，油位应正常，其绝缘油的耐压值，应符合

现行国家标准 GB 50150—2006《电气装置安装工程　电气设备交接试验标准》的规定。

3.1.9.3　耦合电容器的安装

（1）耦合电容器安装时，不应松动其顶盖上的紧固螺栓；接至电容器的引线不应使其端子受到过大的横向拉力。

（2）两节或多节耦合电容器叠装时，应按制造厂的编号安装。

3.1.9.4　串联电容补偿装置的安装

（1）串联电容补偿装置的安装应在制造厂专业技术人员指导下进行，施工单位应编制详细的施工方案。

（2）串联电容补偿装置平台基础强度应符合产品技术文件要求，回填土应夯实。

（3）基础复测应符合产品技术文件要求，产品技术文件没有规定时，应符合下列规定：

1）基础中心线对定位轴线位置的允许偏差应为 5mm，支柱绝缘子的基准点标高允许偏差应为 ±3mm，基础水平度允许偏差应为 L/1000mm，L 为串联补偿装置基础的长度。

2）地脚螺栓中心允许偏差应为 2mm，地脚螺栓露出长度允许偏差应为 0 ~ +20mm，地脚螺栓螺纹长度允许偏差应为 0 ~ +20mm。

（4）瓷件及法兰的检查及支柱瓷绝缘子安装前的检查，应符合下列要求：

1）瓷绝缘子与金属法兰胶装部位应密实牢固、涂有性能良好的防水胶；法兰结合面应平整、无外伤或铸造砂眼；支柱瓷绝缘子外观不得有裂纹、损伤；有怀疑时应经探伤试验。

2）测量每节瓷绝缘子的长度并根据基础实测标高进行选配。

（5）串补平台金属构件安装前检查，应无变形、锈蚀、热镀锌质量良好。

（6）串补平台安装，应符合下列要求：

1）所有部件应齐全、完整。

2）安装螺栓应齐全、紧固，紧固力矩应符合产品技术文件要求。

3）在平台上设备安装前、安装后，应调整串补平台斜拉绝缘子，使平台支持绝缘子保持垂直，并检查斜拉绝缘子的预拉力，应符合产品技术文件要求。

（7）串联电容补偿装置中的设备安装，应符合下列规定：

1）平台上电容器的组装和安装，过电压限制器（MOV）、火花间隙、阻尼电抗、电阻以及管母和设备连线等，应在平台稳定后进行。

2）平台上设备的安装，应符合设计图纸、产品技术文件的要求。

3）旁路断路器、隔离开关的安装，应按本节中相关章节的规定执行。

4）光缆通道复合绝缘子的安装，应符合图纸和规范要求；光缆的敷设固定符合产品技术文件要求；光缆接线盒内光纤连接应可靠，接线盒应封堵严密。

3.1.9.5　工程交接验收

（1）在验收时，应进行下列检查：

1）电容器组的布置与接线应正确，电容器组的保护回路应完整，检验一次接线同具有极性的二次保护回路关系正确。

2）三相电容量偏差值应符合设计要求。

3）外壳应无凹凸或渗油现象，引出线端子连接应牢固，垫圈、螺母应齐全。

4）熔断器的安装应排列整齐、倾斜角度符合设计、指示器正确；熔体的额定电流应符合设计要求。

5）放电线圈瓷套应无损伤、相色正确、接线牢固美观；放电回路应完整，接地开关操作应灵活。

6）电容器支架应无明显变形。

7）电容器外壳及支架的接地应可靠、防腐完好。

8）支持瓷绝缘子外表清洁，完好无破损。

9）串联补偿装置平台稳定性应良好，斜拉绝缘子的预拉力应合格，平台上设备连接应正确、可靠。

10）交接试验应合格。

11）电容器室内的通风装置应良好。

（2）在验收时，应按照3.1.2.4（2）部分内容的规定提交技术文件。

3.2 变压器、电抗器、互感器

此部分的国家标准为《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》（GB 50148—2010），该规范替代早期的GBJ 148—1990，自2010年12月1日起实施。本节适用于交流3～750kV电压等级电力变压器（以下简称变压器）、油浸电抗器（以下简称电抗器）、电压互感器及电流互感器（以下简称互感器）施工及验收；消弧线圈的安装可参照执行。

3.2.1 一般规定

（1）变压器、电抗器、互感器的安装应按已批准的设计文件进行施工。

（2）设备和器材应有铭牌、安装使用说明书、出厂试验报告及合格证件等资料，并应符合合同技术协议的规定。

（3）变压器、电抗器在运输过程中，当改变运输方式时，应及时检查设备受冲击等情况，并应做好记录。

（4）设备和器材到达现场后应及时按下列规定验收检查：

1）包装及密封应良好。

2）应开箱检查并清点，规格应符合设计要求，附件、备件应齐全。

3）产品的技术文件应齐全。

4）按3.2.2.2（1）部分内容的规定做外观检查。

（5）对变压器、电抗器、互感器的装卸、运输、就位及安装，应制定施工及安全技术措施，经批准后方可实施。

（6）与变压器、电抗器、互感器安装有关的建筑工程施工应符合下列规定：

1）设备基础混凝土浇筑前，电气专业应对基础中心线、标高等进行核查；基础施工完毕后，应对标高、中心进行复核。

2）建（构）筑物的建筑工程质量，应符合现行国家标准GB 50300—2013《建筑工程施工质量验收统一标准》的有关规定。当设备及设计有特殊要求时，还应符合其要求。

3）设备安装前，建筑工程应具备下列条件：

① 屋顶、楼板施工应完毕，不得有渗漏。

② 室内地面的基层施工应完毕，并应在墙上标出地面标高。

③ 混凝土基础及构架应达到允许安装的强度，焊接构件的质量应符合现行国家标准 GB 50236—2011《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》的有关规定。

④ 预埋件及预留孔应符合设计要求，预埋件应牢固。

⑤ 模板及施工设施应拆除，场地应清理干净。

⑥ 应具有满足施工用的场地，道路应通畅。

4）设备安装完毕，投入运行前，建筑工程应符合下列规定：

① 门窗安装应完毕。

② 室内地坪抹面工作结束，强度达到要求，室外场地应平整。

③ 保护性围栏、网门、栏杆等安全设施应齐全，接地应符合现行国家标准 GB 50169—2006《电气装置安装工程　接地装置施工及验收规范》的规定。

④ 变压器、电抗器的蓄油坑应清理干净，排油管路应通畅，卵石填充应完毕。

⑤ 通风及消防装置安装验收应完毕。

⑥ 室内装饰及相关配套设施施工验收应完毕。

（7）设备安装用的紧固件，应采用镀锌制品或不锈钢制品，用于户外的紧固件应采用热镀锌制品；电气接线端子用的紧固件应符合现行国家标准 GB 5273—1985《变压器、高压电器和套管的接线端子》的有关规定。

（8）变压器、电抗器、互感器的瓷件质量，应符合现行国家标准 GB/T 772—2005《高压绝缘子瓷件技术条件》、GB/T 8287.1—2008《标称电压高于 1000V 系统用户内和户外支柱绝缘子　第 1 部分：瓷或玻璃绝缘子的试验》、GB/T 8287.2—2008《标称电压高于 1000V 系统用户内和外支柱绝缘子　第 2 部分：尺寸与特性》、GB/T 4109—2008《交流电压高于 1000V 的绝缘套管》及所签订技术条件的规定。

3.2.2　变压器、电抗器

3.2.2.1　装卸、运输与就位

（1）31.5MV·A 及以上变压器和 40Mvar 及以上的电抗器的装卸及运输，应对运输路径及两端装卸条件做充分调查，制定施工安全技术措施，并应符合下列规定：

1）水路运输时，应做好下列工作：

① 选择航道，了解吃水深度、水上及水下障碍物分布、潮汛情况以及沿途桥梁尺寸、承重能力。

② 选择船舶，了解船舶运载能力与结构，验算载重时船舶的稳定性。

③ 调查码头承重能力及起重能力，必要时应进行验算或荷重试验。

2）陆路运输采用机械直接拖运时，应对运输路线沿途及两端装卸条件认真调查，并编制相应的安全技术措施。调查的内容及安全技术措施，应包括下列内容：

① 道路桥梁、涵洞、沟道等的高度、宽度、坡度、倾斜度、转角、承重情况及应采取的措施。

② 沿途架空电力、通信线路等高空障碍物高度情况。

③ 公路运输时的车速应符合制造厂的规定。当制造厂无规定时，应将车速控制在高等级路面上不得超过 20km/h，一级路面上不得超过 15km/h，二级路面上不得超过 10km/h，

其余路面上不得超5km/h范围内。

（2）变压器或电抗器的装卸应符合下列规定：

1）装卸站台、码头等地点的地面应坚实。

2）装卸时应设专人观测车辆、平台的升降或船只的沉浮情况，防止超过允许范围的倾斜。

（3）**变压器、电抗器在装卸和运输过程中，不应有严重冲击和振动。电压在220kV及以上且容量在150MV·A及以上的变压器和电压为330kV及以上的电抗器均应装设三维冲击记录仪。冲击允许值[⊖]应符合制造厂及合同的规定。(4.1.3)**

（4）当利用机械牵引变压器、电抗器时，牵引着力点应在设备重心以下并符合制造厂规定。运输倾斜角不得超过15°。变压器、电抗器的装卸及就位应使用产品设计的专用受力点，并应采取防滑、防溜措施，牵引速度不应超过2m/min。

（5）钟罩式变压器整体起吊时，应将钢丝绳系在专供整体起吊的吊耳上。

（6）用千斤顶顶升大型变压器时，应将千斤顶放置在油箱千斤顶支架部位，升降操作应使各点受力均匀，并及时垫好垫块。

（7）**充干燥气体运输的变压器、电抗器油箱内的气体压力应保持在0.01～0.03MPa；干燥气体露点必须低于-40℃；每台变压器、电抗器必须配有可以随时补气的纯净、干燥气体瓶，始终保持变压器、电抗器内为正压力，并设有压力表进行监视[⊜]。(4.1.7)**

（8）干式变压器在运输途中，应采取防雨及防潮措施。

（9）本体就位应符合下列规定。

1）装有气体继电器的变压器、电抗器，除制造厂规定不需要设置安装坡度者外，应使其顶盖沿气体继电器气流方向有1%～1.5%的升高坡度。当与封闭母线连接时，其套管中心线应与封闭母线中心线的尺寸相符。

2）变压器、电抗器基础的轨道应水平，轨距与轮距应相符；装有滚轮的变压器、电抗器，其滚轮应能灵活转动，设备就位后，应将滚轮用可拆卸的制动装置加以固定。

3）变压器、电抗器本体直接就位于基础上时，应符合设计、制造厂的要求。

3.2.2.2　交接与保管

（1）设备到达现场后，应及时按下列规定进行外观检查。

1）油箱及所有附件应齐全，无锈蚀及机械损伤，密封应良好。

2）油箱箱盖或钟罩法兰及封板的连接螺栓应齐全，紧固良好，无渗漏；充油或充干燥气体运输的附件应密封无渗漏并装有监视压力表。

3）套管包装应完好，无渗油，瓷体无损伤；运输方式应符合产品技术要求。

4）充干燥气体运输的变压器、电抗器，油箱内应为正压，其压力为0.01～0.03MPa，现场应办理交接签证并移交压力监视记录。

5）检查运输和装卸过程中设备受冲击情况，并应记录冲击值、办理交接签证手续。

（2）设备到达现场后的保管应符合下列规定。

⊖ 1. 一般地，如果三维冲击加速度均不大于3g（g为重力加速度），即可认为正常。2. 实际上，随着三维冲击记录仪的普及，很多35kV及以上、容量在10MV·A及以上的变压器在运输过程中也都装设了三维冲击记录仪。

⊜ 本条款措施的目的是防止潮气进入使器身受潮。

1）充干燥气体的变压器、电抗器，油箱内压力应为0.01～0.03MPa，现场保管应每天记录压力值。

2）散热器（冷却器）、连通管、安全气道等应密封。

3）表计、风扇、潜油泵、气体继电器、气道隔板、测温装置以及绝缘材料等，应放置于干燥的室内。

4）存放充油或充干燥气体的套管式电流互感器应采取防护措施，防止内部绝缘件受潮。套管式电流互感器不得倾斜或倒置存放。

5）本体、冷却装置等，其底部应垫高、垫平，不得水浸。

6）干式变压器应置于干燥的室内；室外放置时底部应垫高，并采取可靠的防雨、防潮措施。

7）浸油运输的附件应保持浸油保管，密封良好。

8）套管装卸和保管期间的存放应符合产品技术文件要求；短尾式套管应置于干燥的室内。

（3）变压器、电抗器到达现场后，当3个月内不能安装时，应在1个月内进行下列工作。

1）带油运输的变压器、电抗器应符合下列规定：

① 检查油箱密封情况。

② 绝缘油的试验。

③ 运输时安装了套管的变压器，应对绕组进行绝缘电阻测量。

④ 安装储油柜及吸湿器，注以合格油至储油柜规定油位，或在未装储油柜的情况下，上部抽真空后，充以0.01～0.03MPa、露点低于－40℃的干燥气体，或按厂家要求执行。

2）充气运输的变压器、电抗器应符合下列规定：

① 应安装储油柜及吸湿器，注以合格油至储油柜规定油位。

② 当不能及时注油时，应继续充与原充气体相同的气体保管，并应有压力监视装置，压力应保持为0.01～0.03MPa，气体的露点应低于－40℃，或按厂家要求执行。

③ 应取残油作电气强度、含水量试验，并应按本节附录A的规定判断是否受潮。

（4）设备在保管期间，应经常检查。充油保管时应每隔10天对变压器外观进行一次检查，包括检查有无渗油、油位是否正常、外表有无锈蚀。每隔30天应从变压器内抽取油样进行试验，其变压器内油样性能应符合表3-6的规定。

表3-6　变压器内油样性能

试验项目	电压等级	标准值	备注
电气强度	750kV	≥70kV	平板电极间隙
	500kV	≥60kV	
含水量	750kV	≤10μL/L	—
	500kV	≤10μL/L	—

3.2.2.3　绝缘油处理

（1）绝缘油的验收与保管应符合下列规定。

1）绝缘油应储藏在密封清洁的专用容器内。

2）每批到达现场的绝缘油均应有试验记录，并应按下列规定取样进行简化分析，必要

时进行全分析。

① 大罐油应每罐取样，小桶油应按表 3-7 的规定进行取样。

表 3-7　绝缘油取样数量

每批油的桶数	取 样 桶 数	每批油的桶数	取 样 桶 数
1	1	51 ~ 100	7
2 ~ 5	2	101 ~ 200	10
6 ~ 20	3	201 ~ 400	15
21 ~ 50	4	401 及以上	20

② 取样试验应按现行国家标准 GB/T 7597—2007《电力用油（变压器油、汽轮机油）取样方法》的规定执行。试验标准应符合现行国家标准 GB 50150—2006《电气装置安装工程　电气设备交接试验标准》的规定。

3）不同牌号的绝缘油应分别存储，并应有明显牌号标志。

4）放油时应目测，用油罐车运输的绝缘油，油的上部和底部不应有异样；用小桶运输的绝缘油，应对每桶进行目测，辨别其气味，各桶的商标应一致。

5）到达现场的绝缘油首次抽取，宜使用压力式滤油机进行粗过滤。

（2）绝缘油现场过滤应符合下列规定。

1）储油罐应符合下列规定：

① 储油罐总容积应大于单台最大设备容积的 120%。

② 储油罐顶部应设置进出气阀，用于呼吸的进气口应安装干燥过滤装置。

③ 储油罐应设置进油阀、出油阀、油样阀和残油阀，出油阀位于罐的下部、距罐底约 100mm，进油阀位于罐上部，油样阀位于罐的中下部，残油阀位于罐底部。

④ 储油罐顶部应设置人孔盖并能可靠密封。

⑤ 储油罐应设置油位指示装置。

⑥ 储油罐应设置专用起吊挂环和专用接地连接点，并在存放点与接地网可靠连接。

2）经过粗过滤的绝缘油应采用真空滤油机进行处理。对 500kV 及以上的变压器油过滤，其真空滤油机主要指标应符合下列规定：

① 真空滤油机标称流量应达到 6000 ~ 12000L/h。

② 真空滤油机具有两级真空功能，真空泵能力宜大于 1500L/min，机械增压泵能力宜大于 280m^3/h，运行真空不宜大于 67Pa，加热器应分 2 ~ 3 组。

③ 真空滤油机运行油温应为 20 ~ 70℃。

④ 真空滤油机的处理能力，应满足在滤油机出口油样阀取油样试验，击穿电压不得低于 75kV/2.5mm，含水量不得大于 5μL/L，含气量不得大于 0.1%，杂质颗粒不得大于 0.5μm 的标准。

3）现场油务系统中所采用的储油罐及管道均应清洗干净，检查合格。

4）现场应配备废油存放罐，避免对正式储油罐内的油产生污染。

5）现场油处理过程中所有油处理设备、变压器本体、电源箱均应与接地网可靠连接。

6）每批油处理结束后，应对每个储油罐的绝缘油取样进行试验，其电气强度应达到本节表 3-6 的要求。

3.2.2.4 排氮

（1）采用注油排氮时，应符合下列规定。

1）绝缘油应经净化处理，注入变压器、电抗器的油应符合表3-8的规定。

表3-8 注入变压器、电抗器的油质标准

试验项目	电压等级/kV	标准值	备注
电气强度	750	≥70kV	平板电极间隙
	500	≥60kV	
	330	≥50kV	
	63～220	≥40kV	
	35及以下	≥35kV	
含水量	750	≤8μL/L	—
	500	≤10μL/L	
	220～330	≤15μL/L	
	110	≤20μL/L	
介质损耗因数 tgδ（90℃）	—	≤0.5%	—
颗粒度	750	≤1000/100mL（5～100μm颗粒）	无100μm以上颗粒

2）注油排氮前应将油箱内的残油排尽。

3）油管宜采用钢管或其他耐油管，油管内部应彻底清洗干净。当采用耐油胶管时，应确保胶管不污染绝缘油。

4）应装上临时油位表。

5）绝缘油应经脱气净油设备从变压器下部阀门注入变压器内，氮气应经顶部排出，油应注至油箱顶部将氮气排尽，最终油位应高出铁心上沿200mm以上。750kV的绝缘油的静置时间不应小于24h，500kV及以下的绝缘油的静置时间不应小于12h。

6）注油排氮时，任何人不得在排气孔处停留。

（2）采用抽真空排氮时，排氮口应装设在空气流通处。破坏真空时应注入干燥空气。

（3）**充氮的变压器、电抗器需吊罩检查时，必须让器身在空气中暴露15min以上，待氮气充分扩散后进行。(4.4.3)**

3.2.2.5 器身检查

（1）变压器、电抗器到达现场后，当满足下列条件之一时，可不进行器身检查：

1）制造厂说明可不进行器身检查者。

2）容量为1000kV·A及以下，运输过程中无异常情况者。

3）就地生产仅作短途运输的变压器、电抗器，当事先参加了制造厂的器身总装，质量符合要求，且在运输过程中进行了有效的监督，无紧急制动、剧烈振动、冲撞或严重颠簸等异常情况者。

（2）器身检查可吊罩或吊器身，或直接进入油箱内进行。

（3）有下列情况之一时，应对变压器、电抗器进行器身检查：

1）制造厂或建设单位认为应进行器身检查。

2）**变压器、电抗器运输和装卸过程中冲撞加速度出现大于3g或冲撞加速度监视装置出现异常情况时，应由建设、监理、施工、运输和制造厂等单位代表共同分析原因并出具正式报告。必须进行运输和装卸过程分析，明确相关责任，并确定进行现场器身检查或返厂进行检查和处理。(4.5.3-2)**

（4）进行器身检查时进入油箱内部检查应以制造厂服务人员为主，现场施工人员配合；进行内检的人员不宜超过3人，内检人员应明确内检的内容、要求及注意事项。

（5）**进行器身检查时必须符合以下规定：**

1）**凡雨、雪天，风力达4级以上，相对湿度75%以上的天气，不得进行器身检查。**

2）**在没有排氮前，任何人不得进入油箱。当油箱内的含氧量未达到18%以上时，人员不得进入。**

3）**在内检过程中，必须向箱体内持续补充露点低于－40℃的干燥空气，以保持含氧量不得低于18%，相对湿度不应大于20%；补充干燥空气的速率，应符合产品技术文件要求。(4.5.5)**

（6）器身检查准备工作应符合下列规定。

1）进入变压器内部进行器身检查，应符合下列规定。

① 应将干燥、清洁、过筛后的硅胶装入变压器油罐硅胶罐中，确保硅胶罐的完好。

② 应将放油管路与油箱下部的阀门连接，并打开阀门将油全部放入储油罐中。

③ 周围空气温度不宜低于0℃，器身温度不宜低于周围空气温度；当器身温度低于周围空气温度时，应将器身加热，宜使其温度高于周围空气温度10℃，或采取制造厂要求的其他措施。

④ 当空气相对湿度小于75%时，器身暴露在空气中的时间不得超过16h。内检前带油的变压器、电抗器，应由开始放油时算起；内检前不带油的变压器、电抗器，应由揭开顶盖或打开任一堵塞算起，到开始抽真空或注油为止；当空气相对湿度或露空时间超过规定时，应采取可靠的防止变压器受潮的措施。

⑤ 调压切换装置吊出检查、调整时，暴露在空气中的时间应符合表3-9的规定。

表3-9　调压切换装置露空时间

环境温度/℃	>0	>0	>0	>0
空气相对湿度（%）	65以下	65～75	75～85	不控制
持续时间不大于/h	24	16	10	8

⑥ 器身检查时，场地四周应清洁并设有防尘措施。

2）对吊罩、吊心进行器身检查时，应符合下列规定。

① 钟罩起吊前，应拆除所有运输用固定件及与本体内部相连的部件。

② 器身或钟罩起吊时，吊索与铅垂线的夹角不宜大于30°，必要时可采用控制吊梁。起吊过程中，器身不得与箱壁有接触。

（7）器身检查的主要项目和要求应符合下列规定。

1）运输支撑和器身各部位应无移动，运输用的临时防护装置及临时支撑应拆除，并应清点且做好记录。

2）所有螺栓应紧固，并有防松措施；绝缘螺栓应无损坏，防松绑扎完好。

3）铁心检查应符合下列规定㊀。

① 铁心应无变形，铁轭与夹件间的绝缘垫应完好。

② 铁心应无多点接地。

③ 铁心外引接地的变压器，拆开接地线后铁心对地绝缘应符合产品技术文件的要求。

④ 打开夹件与铁轭接地片后，铁轭螺杆与铁心、铁轭与夹件、螺杆与夹件间的绝缘应符合产品技术文件的要求。

⑤ 当铁轭采用钢带绑扎时，钢带对铁轭的绝缘应符合产品技术文件的要求。

⑥ 打开铁心屏蔽接地引线，检查屏蔽绝缘应符合产品技术文件的要求。

⑦ 打开夹件与线圈压板的连线，检查压钉绝缘应符合产品技术文件的要求。

⑧ 铁心拉板及铁轭拉带应紧固，绝缘符合产品技术文件的要求。

4）绕组检查应符合下列规定。

① 绕组绝缘层应完整，无缺损、变位现象。

② 各绕组应排列整齐，间隙均匀，油路无堵塞。

③ 绕组的压钉应紧固，防松螺母应锁紧。

5）绝缘围屏绑扎应牢固，围屏上所有线圈引出处的封闭应符合产品技术文件的要求。

6）引出线绝缘包扎应牢固，无破损、拧弯现象；引出线绝缘距离应合格，固定牢靠，其固定支架应紧固；引出线的裸露部分应无毛刺或尖角，焊接质量应良好；引出线与套管的连接应牢靠，接线正确。

7）无励磁调压切换装置各分接头与线圈的连接应紧固正确；各分接头应清洁，且接触紧密，弹性良好；转动接点应正确地停留在各个位置上，且与指示器所指位置一致；切换装置的拉杆、分接头凸轮、小轴、销子等应完整无损；转动盘应动作灵活，密封严密。

8）有载调压切换装置的选择开关、切换开关接触应符合产品技术文件的要求，位置显示一致；分接引线应连接正确、牢固，切换开关部分密封严密。必要时抽出切换开关芯子进行检查。

9）绝缘屏障应完好，且固定牢固，无松动现象。

10）检查强油循环管路与下轭绝缘接口部位的密封应完好。

11）检查各部位应无油泥、水滴和金属屑等杂物。㊁

（8）检查器身时应检查箱壁上阀门开闭是否灵活，指示是否正确，导向冷却的变压器还应检查和清理进油管接头和联箱。器身检查完毕后，应用合格的变压器油对器身进行冲洗、清洁油箱底部，不得有遗留杂物及残油。冲洗器身时，不得触及引出线端头裸露部分，防止由清洗时产生的静电引起的触电。

3.2.2.6　内部安装、连接

（1）变压器的内部安装、连接，应按照产品说明书及合同约定执行。

（2）内部安装、连接记录签证应完整。

㊀ 检查铁心时，其中的③、④、⑤、⑥、⑦项无法拆开的可不测量。

㊁ 变压器有围屏者，可不必解除围屏，本条款中由于围屏遮蔽而不能检查的项目，可不予检查。

3.2.2.7 干燥

（1）变压器、电抗器是否需要进行干燥，应根据本节附录 A“新装电力变压器及油浸电抗器不需干燥的条件”进行综合分析判断后确定。

（2）设备进行干燥时，宜采用真空热油循环干燥法。带油干燥时，上层油温不得超过85℃。干式变压器进行干燥时，其绕组温度应根据其绝缘等级确定。

（3）在保持温度不变的情况下，绕组的绝缘电阻下降后再回升，110kV 及以下的变压器、电抗器持续 6h，220kV 及以上的变压器、电抗器持续保持稳定，且真空滤油机中无凝结水产生时，可认为干燥完毕。

3.2.2.8 本体及附件安装

（1）220kV 及以上变压器本体露空安装附件应符合下列规定。

1）环境相对湿度应小于 80%，在安装过程中应向箱体内持续补充露点低于 -40℃的干燥空气，补充干燥空气速率应符合产品技术文件要求。

2）每次宜只打开一处，并用塑料薄膜覆盖，连续露空时间不宜超过 8h，累计露空时间不宜超过 24h；油箱内空气的相对湿度不大于 20%。每天工作结束应抽真空补充干燥空气直到压力达到 0.01 ~0.03MPa。

（2）密封处理应符合下列规定。

1）所有法兰连接处应用耐油密封垫圈密封；密封垫圈应无扭曲、变形、裂纹和毛刺，密封垫圈应与法兰面的尺寸相配合。

2）法兰连接面应平整、清洁；密封垫圈应使用产品技术文件 要求的清洁剂擦拭干净，其安装位置应准确；其搭接处的厚度应与其原厚度相同，橡胶密封垫的压缩量不宜超过其厚度的 1/3。

3）法兰螺栓应按对角线位置依次均匀紧固，紧固后的法兰间隙应均匀，紧固力矩值应符合产品技术文件要求。

（3）有载调压切换装置的安装应符合下列规定。

1）传动机构中的操作机构、电动机、传动齿轮和杠杆应固定牢靠，连接位置正确，且操作灵活，无卡阻现象；传动机构的摩擦部分应涂以适合当地气候条件的润滑脂，并应符合产品技术文件的规定。

2）切换开关的触头及其连接线应完整无损，且接触可靠；其限流电阻应完好，无断裂现象。

3）切换装置的工作顺序应符合产品技术要求；切换装置在极限位置时，其机械联锁与极限开关的电气联锁动作应正确。

4）位置指示器应动作正常，指示正确。

5）切换开关油箱内应清洁，油箱应做密封试验，且密封良好；注入油箱中的绝缘油，其绝缘强度应符合产品技术文件要求。

（4）冷却装置的安装应符合下列规定。

1）冷却装置在安装前应按制造厂规定的压力值用气压或油压进行密封试验，并应符合下列要求。

① 冷却器、强迫油循环风冷却器，持续 30min 应无渗漏。

② 强迫油循环水冷却器，持续 1h 应无渗漏，水、油系统应分别检查渗漏。

2）冷却装置安装前应用合格的绝缘油经净油机循环冲洗干净，并将残油排尽。

3）风扇电动机及叶片安装应牢固，转动应灵活，转向应正确，并无卡阻。

4）管路中的阀门应操作灵活，开闭位置应正确；阀门及法兰连接处应密封良好。

5）外接油管路在安装前，应进行彻底除锈并清洗干净；水冷却装置管道安装后，油管应涂黄漆，水管应涂黑漆，并应有流向标志。

6）油泵密封良好，无渗油或进气现象；转向正确，无异常噪声、振动或过热现象。

7）油流继电器、水冷变压器的差压继电器应密封严密，动作可靠。

8）水冷却装置停用时，应将水放尽。

（5）储油柜的安装应符合下列规定。

1）储油柜应按照产品技术文件要求进行检查、安装。

2）油位表动作应灵活，指示应与储油柜的真实油位相符。油位表的信号接点位置正确，绝缘良好。

3）储油柜安装方向正确并进行位置复核。

（6）所有导气管应清拭干净，其连接处应密封严密。

（7）升高座的安装应符合下列规定。

1）升高座安装前，应先完成电流互感器的交接试验，二次线圈排列顺序检查正确；电流互感器出线端子板绝缘应符合产品技术文件的要求，其接线螺栓和固定件的垫块应紧固，端子板密封严密，无渗油现象。

2）升高座安装时应使绝缘筒的缺口与引出线方向一致，并不得相碰。

3）电流互感器和升高座的中心应基本一致。

4）升高座法兰面必须与本体法兰面平行就位。放气塞位置应在升高座最高处。

（8）套管的安装应符合下列规定。

1）电容式套管应经试验合格，套管采用瓷外套时，瓷套管与金属法兰胶装部位应牢固密实并涂有性能良好的防水胶，瓷套管外观不得有裂纹、损伤；套管采用硅橡胶外套时，外观不得有裂纹、损伤、变形；套管的金属法兰结合面应平整、无外伤或铸造砂眼；充油套管无渗油现象，油位指示正常。

2）套管竖立和吊装应符合产品技术文件要求。

3）套管顶部结构的密封垫应安装正确，密封良好，连接引线时，不应使顶部连接松扣。

4）充油套管的油位指示应面向外侧，末屏连接符合产品技术文件要求。

5）均压环表面应光滑无划痕，安装牢固且方向正确；均压环易积水部位最低点应有排水孔。

（9）气体继电器的安装应符合下列规定：

1）气体继电器安装前应经检验合格，动作整定值符合定值要求，并解除运输用的固定措施。

2）气体继电器应水平安装，顶盖上箭头标志应指向储油柜，连接密封严密。

3）集气盒内应充满绝缘油、且密封严密。

4）气体继电器应具备防潮和防进水的功能并加装防雨罩。

5）电缆引线在接入气体继电器处应有滴水弯，进线孔封堵应严密。

6）观察窗的挡板应处于打开位置。

（10）压力释放装置的安装方向应正确，阀盖和升高座内部应清洁，密封严密，电接点动作准确，绝缘性能、动作压力值应符合产品技术文件要求。

（11）吸湿器与储油柜间连接管的密封应严密，吸湿剂应干燥，油封油位应在油面线上。

（12）测温装置的安装应符合下列规定：

1）温度计安装前应进行校验，信号接点动作应正确，导通应良好；当制造厂已提供有温度计出厂检验报告时可不进行现场送验，但应进行温度现场比对检查。

2）温度计应根据制造厂的规定进行整定。

3）顶盖上的温度计座应严密无渗油现象，温度计座内应注以绝缘油；闲置的温度计座也应密封。

4）膨胀式信号温度计的细金属软管不得压扁和急剧扭曲，其弯曲半径不得小于50mm。

（13）变压器、电抗器本体电缆，应有保护措施；排列应整齐，接线盒应密封。

（14）控制箱的检查安装应符合下列规定：

1）冷却系统控制箱应有两路交流电源，自动互投传动应正确、可靠。

2）控制回路接线应排列整齐、清晰、美观，绝缘无损伤；接线应采用铜质或有电镀金属防锈层的螺栓紧固，且应有防松装置；连接导线截面应符合设计要求且标志清晰。

3）控制箱接地应牢固、可靠。

4）内部断路器、接触器动作灵活无卡涩，触头接触紧密、可靠，无异常声响。

5）保护电动机用的热继电器的整定值应为电动机额定电流的1.0～1.15倍。

6）内部元件及转换开关各位置的命名应正确并符合设计要求。

7）控制箱应密封，控制箱内外应清洁无锈蚀，驱潮装置工作应正常。

8）控制和信号回路应正确，并应符合现行国家标准GB 50171—2012《电气装置安装工程　盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》的有关规定。

3.2.2.9　注油

（1）**绝缘油必须按现行国家标准《电气装置安装工程　电气设备交接试验标准》GB 50150—2006的规定试验合格后，方可注入变压器、电抗器中。（4.9.1）**

（2）不同牌号[⊖]的绝缘油或同牌号的新油与运行过的油混合使用前，必须做混油试验。（4.9.2）

（3）新安装的变压器不宜使用混合油。

（4）变压器真空注油工作不宜在雨天或雾天进行。注油和真空处理应按产品技术文件要求，并应符合下列规定：

1）220kV及以上的变压器、电抗器应进行真空处理，当油箱内真空度达到200Pa以下时，应关闭真空机组出口阀门，测量系统泄漏率，测量时间应为30min，泄漏率应符合产品技术文件的要求。

2）抽真空时，应监视并记录油箱的变形，其最大值不得超过壁厚最大值的两倍。

⊖ 我国变压器油牌号按凝固点分为10号（凝固点－10℃）、25号（－25℃）、45号（－45℃）三种；若被混油双方质量良好，且牌号和添加剂（抗氧化剂）相同，则可任意比例混合使用。

3）220～500kV 变压器的真空度不应大于 133Pa，750kV 变压器的真空度不应大于 13Pa。

4）用真空计测量油箱内真空度，当真空度小于规定值时开始计时，真空保持时间应符合：220～330kV 变压器的真空保持时间不得少于 8h；500kV 变压器的真空保持时间不得少于 24h；750kV 变压器的真空保持时间不得少于 48h 时方可注油。

（5）220kV 及以上的变压器、电抗器应真空注油；110kV 的变压器、电抗器宜采用真空注油。注油全过程应保持真空，注入油的油温应高于器身温度，注油速度不宜大于 100L/min。

（6）**在抽真空时，必须将不能承受真空下机械强度的附件与油箱隔离；对允许抽同样真空度的部件，应同时抽真空；真空泵或真空机组应有防止突然停止或因误操作而引起真空泵油倒灌的措施。(4.9.6)**

（7）变压器、电抗器注油时，宜从下部油阀进油。对导向强油循环的变压器，注油应按产品技术文件的要求执行。

（8）变压器本体及各侧绕组，滤油机及油管道应可靠接地。

3.2.2.10　热油循环

（1）330kV 及以上变压器、电抗器真空注油后应进行热油循环，并应符合下列规定。

1）热油循环前，应对油管抽真空，将油管中空气抽干净。

2）冷却器内的油应与油箱主体的油同时进行热油循环。

3）热油循环过程中，滤油机加热脱水缸中的温度，应控制在 65℃ ±5℃范围内，油箱内温度不应低于 40℃。当环境温度全天平均低于 15℃时，应对油箱采取保温措施。

4）热油循环可在真空注油到储油柜的额定油位后的满油状态下进行，此时变压器或电抗器不应抽真空；当注油到离器身顶盖 200mm 处时，应进行抽真空。

（2）热油循环应符合下列条件，方可结束。

1）热油循环持续时间不应少于 48h。

2）热油循环不应少于 3 倍变压器总油重/通过滤油机每小时的油量。

3）经过热油循环后的变压器油，应符合表 3-10 的规定。

表 3-10　热油循环后施加电压前变压器油标准

变压器电压等级/kV	330	500	750
变压器油电气强度/kV	≥50	≥60	≥70
变压器油含水量/（μL/L）	≤15	≤10	≤8
变压器油含气量（%）	—	≤1	≤0.5
颗粒度/（1/100mL）	—	—	≤1000（5～100μm 颗粒，无 100μm 以上颗粒）
tgδ（90℃时）	≤0.5	≤0.5	≤0.5

3.2.2.11　补油、整体密封检查和静放

（1）向变压器、电抗器内加注补充油时，应通过储油柜上专用的添油阀，并经净油机注入，注油至储油柜额定油位。注油时应排放本体及附件内的空气。

（2）具有胶囊或隔膜的储油柜的变压器、电抗器，应按照产品技术文件要求的顺序进行注油、排气及油位计加油。

（3）对变压器连同气体继电器及储油柜进行密封性试验，可采用油柱或氮气，在油箱顶部加压 0.03MPa，对 110～750kV 变压器进行密封试验持续时间应为 24h，并无渗漏。当产品技术文件有要求时，应按其要求进行。整体运输的变压器、电抗器可不进行整体密封试验。

（4）注油完毕后，在施加电压前，其静置时间应符合表 3-11 的规定。

表 3-11　变压器注油完毕施加电压前静置时间　（单位：h）

电压等级	静置时间
110kV 及以下	24
220kV 及 330kV	48
500kV 及 750kV	72

（5）静置完毕后，应从变压器、电抗器的套管、升高座、冷却装置、气体继电器及压力释放装置等有关部位进行多次放气，并启动潜油泵，直至残余气体排尽，调整油位至相应环境温度时的位置。

3.2.2.12　工程交接验收

（1）变压器、电抗器在试运行前，应进行全面检查，确认其符合运行条件时，方可投入试运行。检查项目应包含以下内容和要求。

1）本体、冷却装置及所有附件应无缺陷，且不渗油。

2）设备上应无遗留杂物。

3）事故排油设施应完好，消防设施齐全。（4.12.1-3）

4）本体与附件上的所有阀门位置核对正确。

5）变压器本体应两点接地。中性点接地引出后，应有两根接地引线与主接地网的不同干线连接，其规格应满足设计要求。（4.12.1-5）

6）铁心和夹件的接地引出套管、套管的末屏接地应符合产品技术文件的要求；电流互感器备用二次绕组端子应短接接地；套管顶部结构的接触及密封应符合产品技术文件的要求。（4.12.1-6）

7）储油柜和充油套管的油位应正常。

8）分接头的位置应符合运行要求，且指示位置正确。

9）变压器的相位及绕组的接线组别应符合并列运行要求。

10）测温装置指示应正确，整定值符合要求。

11）冷却装置应试运行正常，联动正确；强迫油循环的变压器、电抗器应启动全部冷却装置，循环 4h 以上，并应排完残留空气。

12）变压器、电抗器的全部电气试验应合格；保护装置整定值应符合规定；操作及联动试验应正确。

13）局部放电测量前、后本体绝缘油色谱试验比对结果应合格。

（2）变压器、电抗器试运行时应按下列规定项目进行检查。

1）中性点接地系统的变压器，在进行冲击合闸时，其中性点必须接地。（4.12.2-1）

2）变压器、电抗器第一次投入时，可全电压冲击合闸。冲击合闸时，变压器宜由高压

侧投入；对发电机变压器组接线的变压器，当发电机与变压器间无操作断开点时，可不做全电压冲击合闸，只做零起升压。

3）变压器、电抗器应进行5次空载全电压冲击合闸，应无异常情况；第一次受电后持续时间不应少于10min；全电压冲击合闸时⊖，其励磁涌流不应引起保护装置动作。

4）变压器并列前，应核对相位。

5）带电后，检查本体及附件所有焊缝和连接面，不应有渗油现象。

（3）在验收时，应移交下列资料和文件。

1）安装技术记录、器身检查记录、干燥记录、质量检验及评定资料、电气交接试验报告等。

2）施工图纸及设计变更说明文件。

3）制造厂的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。

4）备品、备件、专用工具及测试仪器清单。

3.2.3 互感器

3.2.3.1 一般规定

（1）互感器在运输、保管期间应防止受潮、倾倒或遭受机械损伤，互感器的运输和放置应按产品技术文件要求执行。

（2）互感器被整体起吊时，吊索应固定在规定的吊环上，并不得碰伤伞裙。

（3）互感器到达现场后安装前的保管，除应符合产品技术文件要求外，还应做下列外观检查。

1）互感器外观应完整，附件应齐全，无锈蚀或机械损伤。

2）油浸式互感器油位应正常，密封应严密，无渗油现象。

3）电容式电压互感器的电磁装置和谐振阻尼器的铅封应完好。

4）气体绝缘互感器内的气体压力，应符合产品技术文件的要求。

5）气体绝缘互感器所配置的密度继电器、压力表等，应经校验合格，并有检定证书。

3.2.3.2 器身检查

（1）互感器可不进行器身检查，但在发现有异常情况时，应在厂家技术人员指导下按产品技术文件要求进行下列检查。

1）螺栓应无松动，附件完整。

2）铁心应无变形，且清洁紧密，无锈蚀。

3）绕阻绝缘应完好，连接正确、紧固。

⊖ 变压器进行冲击合闸试验的目的有两个：1）拉开空载变压器时，有可能产生操作过电压。在电力系统中性点不接地或经消弧线圈接地时，过电压幅值可达4～4.5倍相电压；在中性点直接接地时，可达3倍相电压。为了检查变压器绝缘强度能否承受全电压或操作过电压，需做冲击试验。2）带电投入空载变压器时，会产生励磁涌流。对于中、小型变压器其值可达10倍以上额定电流且衰减较快；对于大型变压器其值一般不超过4.5倍额定电流但衰减慢，有时可达1min。由于励磁涌流会产生很大的电动力，为考核变压器的机械强度，同时考核励磁涌流衰减初期能否造成继电保护装置误动作，需做冲击试验。另外，从理论上可知，当合闸在电压过零时的瞬间，操作过电压倍数最高。为了捕捉到电压过零瞬间，在现场就只能采用增加合闸次数的办法，希望在5次合闸中能有一次正好捕捉到。大修后的变压器，次数可以是3次。

4）绝缘夹件及支持物应牢固，无损伤，无分层开裂。

5）内部应清洁，无污垢杂物。

6）穿心螺栓的绝缘应符合产品技术文件的要求。

7）制造厂有其他特殊要求时，还应符合产品技术文件的要求。

（2）互感器器身检查时，尚应符合 3.2.2.5 节的有关规定。

（3）110kV 及以上互感器应真空注油。

3.2.3.3　安装

（1）互感器安装时应进行下列检查。

1）互感器的变比分接头的位置和极性应符合规定。

2）二次接线板应完整，引线端子应连接牢固，标志清晰，绝缘应符合产品技术文件的要求。

3）油位指示器、瓷套与法兰连接处、放油阀均应无渗油现象。

4）隔膜式储油柜的隔膜和金属膨胀器应完好无损，顶盖螺栓应紧固。

5）气体绝缘的互感器应检查气体压力或密度符合产品技术文件的要求，密封检查合格后方可对互感器充 SF_6 气体至额定压力，静置 24h 后进行 SF_6 气体含水量测量并合格。气体密度表、继电器必须经核对性检查合格。（5.3.1-5）

（2）互感器支架封顶板安装面应水平；并列安装的应排列整齐，同一组互感器的极性方向应一致。

（3）电容式电压互感器应根据产品成套供应的组件编号进行安装，不得互换。组件连接处的接触面，应除去氧化层，并涂以电力复合脂。

（4）具有均压环的互感器，均压环应安装水平、牢固，且方向正确。安装在环境温度 0℃及以下地区的均压环应在最低处打放水孔。具有保护间隙的，应按产品技术文件的要求调好距离。

（5）零序电流互感器的安装，不应使构架或其他导磁体与互感器铁心直接接触，或与其构成磁回路分支。

（6）互感器的下列各部位应可靠接地。

1）分级绝缘的电压互感器，其一次绕组的接地引出端子；电容式电压互感器的接地应符合产品技术文件的要求。

2）电容型绝缘的电流互感器，其一次绕组末屏的引出端子、铁心引出接地端子。

3）互感器的外壳。

4）电流互感器的备用二次绕组端子应先短路后接地。

5）倒装式电流互感器二次绕组的金属导管。

6）应保证工作接地点有两根与主接地网不同地点连接的接地引下线。（5.3.6）

（7）互感器需补油时，应按产品技术文件要求进行。

（8）运输中附加的防爆膜临时保护措施应予拆除。

3.2.3.4　工程交接验收

（1）在验收时，应进行下列检查。

1）设备外观应完整无缺损。

2）互感器应无渗漏，油位、气压、密度应符合产品技术文件的要求。

3）保护间隙的距离应符合设计要求。

4）油漆应完整，相色应正确。

5）接地应可靠。

（2）在验收时，应移交下列资料和文件。

1）安装技术记录、质量检验及评定资料、电气交接试验报告等。

2）施工图纸及设计变更说明文件。

3）制造厂产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等产品技术文件。

4）备品、备件、专用工具及测试仪器清单。

附录 A　新装电力变压器及油浸电抗器不需干燥的条件

A. 0. 1 带油运输的变压器及电抗器应符合现行国家标准 GB 50150—2006《电气装置安装工程　电气设备交接试验标准》的规定，并应符合下列规定：

1）绝缘油电气强度及含水量试验应合格。

2）绝缘电阻及吸收比（或极化指数）应合格。

3）介质损耗角正切值 tgδ 合格，电压等级在 35kV 以下或容量在 4000kVA 以下者不做要求。

A. 0. 2 充气运输的变压器及电抗器应符合现行国家标准 GB 50150—2006《电气装置安装工程　电气设备交接试验标准》的规定，并应符合下列规定。

1）器身内压力在出厂至安装前均应保持正压。

2）残油中含水量不应大于 30×10^{-6}；残油电气强度试验在电压等级为 330kV 及以下者不应低于 30kV，500kV 及以上者不应低于 40kV。

3）变压器及电抗器注入合格绝缘油后应符合下列规定。

① 绝缘油电气强度及含水量应合格。

② 绝缘电阻及吸收比（或极化指数）应合格。

③ 介质损耗角正切值 tgδ 应合格。

4）当器身未能保持正压，而密封无明显破坏时，应根据安装及试验记录全面分析，按照现行国家标准 GB 50150—2006《电气装置安装工程　电气设备交接试验标准》的规定做综合判断，决定是否需要干燥。

3.3　母线装置

此部分的国家标准为《电气装置安装工程　母线装置施工及验收规范》（GB 50149—2010），该规范替代早期的 GBJ 149—1990，自 2011 年 10 月 1 日期实施。本节适用于 750kV 及以下所有母线装置如硬母线、软母线、金属封闭母线、气体绝缘金属封闭母线、绝缘子、金具、穿墙套管等。

3.3.1　总则

（1）母线装置的安装应按已批准的设计文件进行施工。

（2）设备和器材的运输、保管，应符合本规范的规定。当产品有特殊要求时，还应符

合产品技术文件的要求。

（3）设备和器材在安装前的保管期限应为一年。当需长期保管时，应符合产品技术文件中设备和器材保管的有关要求。

（4）采用的设备和器材均应符合国家现行有关标准的规定，并应有合格证件。设备应有铭牌。

（5）设备和器材到达现场后应及时检查，并应符合下列规定。

1）包装及密封应良好。

2）开箱检查清点，规格应符合设计要求，附件、备件应齐全。

3）产品的技术文件应齐全。

4）产品的外观检查应完好。

（6）施工方案应符合本规范和国家现行有关安全技术标准、规定及产品技术文件的要求。

（7）与母线装置安装有关的建筑工程施工，应符合下列规定。

1）与母线装置安装有关的建筑物、构筑物的工程质量，应符合现行国家标准 GB 50300—2013《建筑工程施工质量验收统一标准》的有关规定；当设计及设备有特殊要求时，还应符合设计及设备的要求。

2）母线装置安装前，建筑工程应具备下列条件。

① 基础、构架符合电气设备的设计要求；

② 屋顶、楼板施工完毕，不得渗漏；

③ 室内地面基层施工完毕，并在墙上标出抹平标高；

④ 基础、构架达到允许安装设备的强度，高层构架的走道板、栏杆、爬梯、平台齐全牢固；

⑤ 施工中有可能损坏已安装的母线装置或母线装置安装后不能再进行的装饰工程全部结束；

⑥ 门窗安装完毕，施工用道路通畅；

⑦ 安装母线装置的预留孔、预埋件符合设计要求。

3）母线装置安装完毕投入运行前，建筑工程应符合下列规定。

① 预埋件、开孔、扩孔等修饰工程完毕；

② 保护性网门、栏杆及所有与受电部分隔离的设施齐全；

③ 受电后无法进行的和影响运行安全的项目已施工完毕；

④ 施工设施已拆除，场地已清理干净。

（8）母线装置安装用的紧固件，应采用符合现行国家标准的镀锌制品或不锈钢制品，户外使用的紧固件应采用热镀锌制品。

（9）绝缘子及穿墙套管的瓷件，应符合现行国家标准 GB/T 772—2005《高压绝缘子瓷件技术条件》和有关瓷产品技术条性的规定。

（10）固定单相交流母线的金属构件及金具不得形成闭合磁路。

（11）母线装置安装工程的施工及验收，除应符合本节要求外，还应符合国家现行有关标准的规定。

3.3.2 母线安装

3.3.2.1 一般规定

（1）母线装置采用的设备和器材，在运输与保管中应采用防腐蚀性气体侵蚀及机械损伤的包装。

（2）母线表面应光洁平整，不应有裂纹、折皱、夹杂物及变形和扭曲现象。

（3）成套供应的金属封闭母线、母线槽的各段应标志清晰、附件齐全，外壳应无变形，内部应无损伤。

螺栓连接的母线搭接面应平整，其镀层应均匀，不应有麻面、起皮及未覆盖部分。

（4）各种金属构件的安装螺孔，不得采用气焊或电焊割孔。

（5）金属构件及母线的防腐处理，应符合下列规定。

1）金属构件除锈应彻底，防腐漆涂刷应均匀，黏合应牢固，不得有起层、皱皮等缺陷。

2）母线涂漆应均匀，不得有起层、皱皮等缺陷。

3）室外金属构件应采用热镀锌制品。

4）在有盐雾及含有腐蚀性气体的场所，母线应涂防腐层。

（6）支柱绝缘子底座、套管的法兰、保护网（罩）等不带电的金属构件，应按现行国家标准 GB 50169—2006《电气装置安装工程　接地装置施工及验收规范》的有关规定进行接地。接地线应排列整齐、连接可靠。

（7）母线与设备接线端子连接时，不应使接线端子承受过大的侧向应力。

（8）母线与母线、母线与分支线、母线与电器接线端子搭接，其搭接面的处理应符合下列规定。

1）经镀银处理的搭接面可直接连接。

2）铜与铜的搭接面，室外、高温且潮湿或对母线有腐蚀性气体的室内应搪锡；在干燥的室内可直接连接。

3）铝与铝的搭接面可直接连接。

4）钢与钢的搭接面不得直接连接，应搪锡或镀锌后连接。

5）铜与铝的搭接面，在干燥的室内，铜导体应搪锡；室外或空气相对湿度接近 100% 的室内，应采用铜铝过渡板，铜端应搪锡。

6）铜搭接面应搪锡，钢搭接面应采用热镀锌。

7）钢搭接面应采用热镀锌。

8）金属封闭母线螺栓固定搭接面应镀银。

（9）母线的相序排列，当设计无要求时应符合下列规定。

1）上、下布置时，交流母线应由上到下排列为 A、B、C 相，直流母线应正极在上、负极在下。

2）水平布置时，交流母线应由盘后向盘面排列为 A、B、C 相，直流母线应由盘后向盘面排列为正极、负极。

3）由盘后向盘面看，交流母线的引下线应从左至右排列为 A、B、C 相，直流母线应

正极在左、负极在右。

（10）母线标识颜色应符合下列规定：

1）三相交流母线，A 相应为黄色，B 相应为绿色，C 相应为红色；单相交流母线应与引出相的颜色相同。

2）直流母线，正极应为棕色，负极应为蓝色。

3）三相电路的零线或中性线及直流电路的接地中线均应为淡蓝色。

4）金属封闭母线，母线外表面及外壳内表面应为无光泽黑色，外壳外表面应为浅色。

（11）涂刷母线相色标识应符合下列规定：

1）室外软母线、金属封闭母线外壳、管形母线应在两端做相色标识。

2）单片、多片母线及槽形母线的可见面应涂相色。

3）钢母线应镀锌，可见面应涂相色。

4）相色涂刷应均匀，不易脱落，不得有起层、皱皮等缺陷，并应整齐一致。

（12）母线在下列各处不应涂刷相色。

1）母线的螺栓连接处及支撑点处、母线与电器的连接处，以及距所有连接处 10mm 以内的地方。

2）供携带式接地线连接用的接触面上，以及距接触面长度为母线的宽度或直径的地方，且不应小于 50mm。

（13）盘柜内交、直流小母线安装应穿绝缘管。

（14）母线安装相关安全净距离应符合 GB 50149—2010《电气装置安装工程　母线装置施工及验收规范》“3. 1. 14”条款的规定。

3. 3. 2. 2　硬母线的加工

（1）母线应矫正平直，切断面应平整。

（2）相同布置的主母线、分支母线、引下线及设备连接线应对称一致、横平竖直、整齐美观。

（3）矩形母线应进行冷弯，不得进行热弯。

（4）母线连接处螺孔的直径不应大于螺栓直径 1mm；螺孔应垂直、不歪斜，中心距离允许偏差为 ±0. 5mm。

（5）母线的搭接、弯制应符合 GB 50149—2010《电气装置安装工程　母线装置施工及验收规范》3. 2. 2、3. 2. 5 ~ 3. 2. 7 条款的规定。

（6）母线的接触面应平整、无氧化膜。经加工后其截面积减少值，铜母线不应超过原截面积的 3%；铝母线不应超过原截面积的 5%。

具有镀银层的母线搭接面，不得进行锉磨。

（7）铝合金管形母线的加工制作应符合下列规定。

1）切断的管口应平整，且与轴线应垂直。

2）管形母线的坡口应用机械加工，坡口应光滑、均匀、无毛刺。

3）母线对接焊口距母线支持器夹板边缘距离不应小于 50mm。

4）按制造长度供应的铝合金管，其弯曲度不应超过本规范表 3-12 的规定。

表 3-12　铝合金管允许弯曲度

管形母线规格/mm	单位长度（m）内的弯度/mm	全长内的弯度/mm
直径为 150 以下冷拔管	<2.0	<2.0L
直径为 150 以下热挤压管	<3.0	<3.0L
直径为 150～250 冷拔管	<4.0	<4.0L
直径为 150～250 热挤压管	<4.0	<4.0L

注：L 为管子的制造长度（m）。

3.3.2.3　硬母线安装

（1）硬母线的连接应符合下列规定。

1）硬母线的连接应采用焊接、贯穿螺栓连接或夹板及夹持螺栓搭接。

2）管形、棒形母线应采用专用连接金具连接。

3）管形、棒形母线不得采用内螺纹管接头或锡焊连接。

（2）管形、棒形母线的连接应符合下列规定。

1）安装前应对连接金具和管形、棒形母线导体接触部位的尺寸进行测量，其误差值应符合产品技术文件要求。

2）与管母线连接金具配套使用的衬管应符合设计和产品技术文件要求。

3）管形、棒形母线连接金具螺栓紧固力矩应符合产品技术文件要求。

（3）母线与母线或母线与设备接线端子的连接应符合下列要求。

1）母线连接接触面间应保持清洁，并应涂以电力复合脂。

2）母线平置时，螺栓应由下往上穿，螺母应在上方，其余情况下，螺母应置于维护侧，螺栓长度宜露出螺母 2～3 扣。

3）螺栓与母线紧固面间均应有平垫圈，母线多颗螺栓连接时，相邻螺栓垫圈间应有 3mm 以上的净距，螺母侧应装有弹簧垫圈或锁紧螺母。

4）母线接触面应连接紧密，连接螺栓应用力矩扳手紧固，钢制螺栓紧固力矩值应符合表 3-13 的规定，非钢制螺栓紧固力矩值应符合产品技术文件要求。

表 3-13　钢制螺栓的紧固力矩值

螺栓规格/mm	力矩值/（N·m）	螺栓规格/mm	力矩值/（N·m）
M8	8.8～10.8	M16	78.5～98.1
M10	17.7～22.6	M18	98.0～127.4
M12	31.4～39.2	M20	156.9～196.2
M14	51.0～60.8	M24	274.6～343.2

（4）母线与螺杆形接线端子连接时，母线的孔径不应大于螺杆形接线端子直径 1mm。丝扣的氧化膜应除净，螺母接触面应平整，螺母与母线间应加铜质搪锡平垫圈，并应有锁紧螺母，但不得加弹簧垫。

（5）母线在支柱绝缘子上固定时应符合下列要求。

1）母线固定金具与支柱绝缘子间的固定应平整牢固，不应使其所支持的母线受到额外应力。

2）交流母线的固定金具或其他支持金具不应成闭合铁磁回路。

3）当母线平置时，母线支持夹板的上部压板应与母线保持 1 ~ 1. 5mm 的间隙；当母线立置时，上部压板应与母线保持 1. 5 ~ 2mm 的间隙。

4）母线在支柱绝缘子上的固定死点，每一段应设置 1 个，并宜位于全长或两母线伸缩节中点。

5）管形母线安装在滑动式支持器上时，支持器的轴座与管母线之间应有 1 ~ 2mm 的间隙。

6）母线固定装置应无棱角和毛刺。

（6）多片矩形母线间，应保持不小于母线厚度的间隙，相邻的间隔垫边缘间距离应大于 5mm。

（7）母线伸缩节不得有裂纹、断股和折皱现象，母线伸缩节的总截面积不应小于母线截面积的 1. 2 倍。

（8）终端或中间采用拉紧装置的车间低压母线的安装，当设计无要求时，应符合下列规定。

1）终端或中间拉紧固定支架宜装有调节螺栓的拉线，拉线的固定点应能承受拉线张力。

2）同一档距内，母线的各相弛度最大偏差应小于 10% 。

（9）母线长度超过 300 ~ 400m 而需换位时，换位不应小于 1 个循环。槽形母线换位段处可用矩形母线连接，换位段内各相母线的弯曲程度应对称一致。

（10）插接母线槽的安装应符合下列要求。

1）悬挂式母线槽的吊钩应有调整螺栓，固定点间距离不得大于 3mm。

2）母线槽的端头应装封闭罩，引出线孔的盖子应完整。

3）各段母线槽外壳的连接应可拆，外壳之间应有跨接线，并应接地可靠。

（11）重型母线的安装应符合下列规定。

1）母线与设备连接处宜采用软连接，连接线的截面积不应小于母线截面积。

2）母线的紧固螺栓，铝母线宜用铝合金螺栓，铜母线宜用铜螺栓；紧固螺栓时应用力矩扳手。

3）在运行温度高的场所，母线不应有铜铝过渡接头。

4）母线在固定点的活动滚杆应无卡阻，部件的机械强度及绝缘电阻值应符合设计要求。

（12）铝合金管形母线的安装应符合下列规定。

1）管形母线应采用多点吊装，不得伤及母线。

2）母线终端应安装防电晕装置，其表面应光滑、无毛刺或凹凸不平。

3）同相管段轴线应处于一个垂直面上，三相母线管段轴线应互相平行。

4）水平安装的管形母线，宜在安装前采取预拱措施。

3. 3. 2. 4　硬母线焊接

（1）母线焊接应由经培训考试合格取得相应资质证书的焊工进行，焊接质量应符合现行行业标准 DL/T 754—2013《母线焊接技术规程》的有关规定。

（2）正式焊接前，应首先进行焊接工艺试验，焊接接头性能应符合下列规定。

1）表面及断口不应有气孔、夹渣、裂纹、未熔合、未焊透等缺陷。

2）无损检测的质量等级应符合现行行业标准《母线焊接技术规程》中无损探伤检验的规定。

3）铝及铝合金焊接接头抗拉强度不应低于原材料抗拉强度标准值的下限。经热处理强化的铝合金，其焊接接头的抗拉强度不得低于原材料标准值的60%。

4）焊接接头直流电阻值不应大于规格尺寸均相同的原材料直流电阻值的1.05倍。

（3）焊接场所应采取可靠的防风、防雨、防雪、防冻、防火等措施。

（4）焊接前应确认母材的牌号，并应正确选定焊接材料和制定合理的焊接工艺。

（5）母线焊接所用的焊条、焊丝应符合现行国家标准GB/T 3669—2001《铝及铝合金焊条》、GB/T 10858—2008《铝及铝合金焊丝》GB/T 3670—1995、《铜及铜合金焊条》和GB/T 9460—2008《铜及铜合金焊丝》的有关规定。焊接前，焊条应按规定烘焙，焊丝应去除表面氧化膜、水分和油污等杂物。

（6）铝及铝合金材质的管形母线、槽形母线、金属封闭母线及重型母线应采用氩弧焊。

（7）直径大于300mm的对接接头宜采取对称焊。

（8）焊接前应将母线坡口两侧表面各30～50mm范围内清扫干净，不得有氧化膜、水分和油污；坡口加工面应无毛刺和飞边。

（9）每道焊缝应连续使焊；焊缝未完全冷却前，母线不得移动或受力。

（10）母线对口焊焊口的尺寸、对口焊接偏移等应符合GB 50149—2010《电气装置安装工程　母线装置施工及验收规范》中“3.4.9～3.4.12”条款的规定。

（11）母线对接焊缝的部位应符合下列规定。

1）焊缝离支持绝缘子母线夹板边缘不应小于100mm。

2）母线宜减少对接焊缝。

3）同相母线不同片上的对接焊缝，其错开位置不应小于50mm。

（12）母线焊接后的检验标准应符合下列规定。

1）母线对接焊缝应有2～4mm的余高；角焊缝的焊脚尺寸应大于薄壁侧母材的壁厚2～4mm；330kV及以上电压的硬母线焊缝应呈圆弧形，不应有毛刺、凹凸不平等缺陷；引下线母线采用搭接焊时，焊缝的长度不应小于母线宽度的2倍。

2）焊接接头表面应无可见的裂纹、未熔合、气孔、夹渣等缺陷。

3）咬边深度不得超过母线厚度（管形母线为壁厚）的10%，且不得大于1mm，其总长度不得超过焊缝总长度的20%。

4）在重要的导电部位或主要受力部位，对接焊接接头应经射线抽检合格。

3.3.2.5　软母线架设

（1）首次使用的导线应经试放，并应在确定安装方法和制定措施后再全面施工。

（2）软母线不得有扭结、松股、断股、严重腐蚀或其他明显的损伤；扩径导线不得有明显凹陷和变形。同一截面处损伤面积不得超过导电部分总截面积的5%。

（3）采用的金具除应有质量合格证外，还应进行下列检查。

1）规格应相符，零件配套应齐全。

2）表面应光滑，无裂纹、毛刺、伤痕、砂眼、锈蚀、滑扣等缺陷，锌层不应剥落。

3）线夹船形压板与导线接触面应光滑平整，悬垂线夹的转动部分应灵活。

（4）导线盘的摆放方向应使导线自盘的上部抽出。放线过程中，导线不得与地面摩擦，并应按本节（2）部分内容的规定对导线外观进行检查。

（5）导线测量宜采用小张力将导线拉直测量；切断导线前，端头应加绑扎；端面应整齐、无毛刺，并应与线股轴线垂直。压接导线前需要切割铝线时，不得伤及钢芯。

（6）软母线与线夹连接应采用液压压接或螺栓连接。

（7）耐张线夹压接前应对每种规格的导线取试件两件进行试压 ，并应在试压合格后再施工 。（3. 5. 7）

（8）采用液压压接导线时，应符合下列规定。

1）压接用的钢模应与被压管配套，液压钳应与钢模匹配。

2）扩径导线与耐张线夹压接时，应用相应的衬料将扩径导线中心的空隙填满。

3）导线的端头伸入耐张线夹或设备线夹的长度应达到规定的长度。

4）压接时应保持线夹的正确位置，不得歪斜，相邻两模间重叠不应小于 5mm。

5）压接时应以压力值达到规定值为判断压力合格的标准。

6）压接后六角形对边尺寸应为压接管外径的 0. 866 倍，当任何一个对边尺寸超过压接管外径的 0. 866 倍加 0. 2mm 时 ，应更换钢模。

7）压接后形成的六个棱角上的尖角、毛刺应打磨光滑，压接管口应刷防锈漆。

（9）螺栓连接线夹应用力矩扳手紧固。螺栓应均匀拧紧，紧固 U 形螺栓时，应使两端均衡，不得歪斜；螺栓长度除可调金具外，宜露出螺母 2 ~ 3 扣。

（10）当软母线采用钢制螺栓型耐张线夹或悬垂线夹连接时，应缠绕铝包带，其绕向应与外层铝股的绕向一致，两端露出线夹扣不应超过 10mm，且端口应回到线夹内压紧。

（11）软导线和连接线夹连接时，应符合下列规定。

1）导线及线夹接触面均应清除氧化膜，并应用金属清洗剂清洗，清洗长度不应少于连接长度的 1. 2 倍，导电接触面应涂以电力复合脂。

2）软导线线夹与电器接线端子或硬母线连接时，应按 3. 3. 2. 1（8）、3. 3. 2. 2（5）、3. 3. 2. 3（3）部分内容的有关规定执行。

3）室外易积水的线夹应设置排水孔。

（12）软母线和组合导线在挡距内不得有连接接头，在跳线上连接应采用专用线夹；软母线经螺栓耐张线夹引至设备时不得切断，应成为一个整体。

（13）扩径导线的弯曲度不应小于导线外径的 30 倍。

（14）母线跳线和引下线安装后，与构架及线间的距离不得小于 GB 50149—2010《电气装置安装工程　母线装置施工及验收规范》中“表 3. 1. 14-2”的规定。

（15）具有可调金具的母线，在导线安装调整完毕之后，应将可调金具的调节螺母锁紧。

（16）母线弛度应符合设计要求，其允许偏差为 + 5% ~ －2. 5%，同一档距内三相母线的弛度应一致；相同布置的分支线，宜有同样的弯曲度和弛度。

（17）安装组合导线时，还应符合下列规定。

1）组合导线的间隔金具、固定用线夹，以及所使用的各种金具应齐全，间隔金具及固定线夹在导线上的固定位置应符合设计要求，其距离偏差允许范围为 ±3%；安装应牢固，并应与导线垂直。

2）载流导线与承重钢索组合后，其弛度应一致；导线与终端固定金具的连接应符合3.3.2.3节的有关规定。

3.3.2.6　金属封闭母线

（1）封闭母线的检查及保管应符合下列规定。

1）封闭母线运输单元运抵现场后，应会同有关部门开箱清点，应对规格、数量及完好情况进行外观检查，并应做好记录。

2）封闭母线运抵现场后若不能及时安装，应存放在干燥、通风、没有腐蚀性物质的场所，并应对存放、保管情况每月进行一次检查。

3）封闭母线现场存放应符合产品技术文件的要求。封闭母线段两端的封罩应完好无损。

4）母线零部件应存储在仓库的货架上，并应保持包装完好、分类清晰、标识明确。

（2）安装前应检查并核对母线及其他连接设备的安装位置及尺寸。

（3）金属封闭母线的安装与调整应符合下列规定。

1）在各段母线就位前，应对外壳内部、母线表面、绝缘支撑件及金具表面进行检查和清理，并应进行相关试验。

2）吊装母线应使用尼龙绳或套有橡胶管的钢丝绳，并不得碰撞和擦伤外壳。

3）各段封闭母线布置就位后，应按下列顺序进行调整。

① 离相封闭母线相邻两相母线外壳的中心距离应符合设计要求，尺寸允许偏差为±5mm；

② 母线与设备端子的连接距离应符合设计要求；采用伸缩节连接时，尺寸允许偏差为±10mm；

③ 外壳与设备端子罩法兰间的连接距离应符合设计要求；当采用橡胶伸缩套连接时，尺寸允许偏差为±10mm；

④ 母线导体或外壳采用对接焊口连接方式时，纵向尺寸允许偏差为±5mm；

⑤ 母线导体或外壳采用搭接焊接连接方式时，纵向尺寸允许偏差为±15mm；

⑥ 离相封闭母线中的导体与外壳的同心度允许偏差为±5mm，不满足时，应通过导体支撑结构进行调整。

4）外壳短路板应按产品技术文件的要求进行安装、焊接。

5）穿墙板与封闭母线外壳间应用橡胶条密封，并应保持穿墙板与封闭母线外壳间绝缘。

6）当金属封闭母线设计有伴热装置时，伴热电缆的固定应保证与母线及外壳的电气安全距离，并应密封伴热装置在封闭母线上的孔洞。

7）调整过程中，应仔细核查支承处的标高与其他设备的安装位置，应避免对母线进行切割加工。

8）应在调整完毕后，再进行外壳的固定和母线的连接。

9）外壳封闭前，应对母线进行清理、检查、验收。

（4）金属封闭母线的焊接应符合3.3.2.4节的有关规定。

（5）金属封闭母线的螺栓连接除应符合3.3.2.3节的有关规定外，还应符合下列规定。

1）电流大于3000A的导体其紧固件应采用非磁性材料。

2）封闭母线与设备的螺栓连接，应在封闭母线绝缘电阻测量和工频耐压试验合格后进行。

（6）金属封闭母线的外壳及支持结构的金属部分应可靠接地，并应符合下列规定。

1）全连式离相封闭母线的外壳应采用一点或多点通过短路板接地；一点接地时，应在其中一处短路板上设置一个可靠的接地点；多点接地时，可在每处但至少在其中一处短路板上设置一个可靠的接地点 。

2）不连式离相封闭母线的每一分段外壳应有一点接地，并应只允许有一点接地。

3）共箱封闭母线的外壳各段间应有可靠的电气连接，其中至少有一段外壳应可靠接地。

（7）微正压金属封闭母线安装完毕后，检查其密封性应良好。

3.3.2.7　气体绝缘金属封闭母线

（1）气体绝缘金属封闭母线的运输、检查及保管应符合下列规规定。

1）母线运抵现场后，应会同有关部门对运输单元的规格、型号、数量及完好情况进行检查，并应做好记录。

2）母线应堆放在坚实地面上，下方应有支撑件。

3）母线附件应按产品技术文件要求的存储级别及编号进行存储，并应做到包装完好，分类、标识应清晰。

4）充气运输的母线，验收时应检查内部气体压力是否符合产品技术文件的要求。如母线需较长时间保管，应每月检查一次气体压力；当气压低至允许值时，应查找泄漏原因，进行维修，并应按产品技术文件的要求补充同类气体。

5）母线在运输、保管时，应按产品技术文件的要求保持顶部朝上。

（2）母线安装前应核对母线固定基础、支架、孔洞等的位置及尺寸，安装环境应符合产品技术文件的要求，并应采取防尘措施。

（3）任何情况下不得挤压、碰撞外壳。

（4）母线安装应符合下列规定。

1）母线就位前，应对外壳内壁、导体表面、绝缘支撑件进行检查和清理，法兰结合面应平整、无划伤。

2）吊装母线应使用尼龙绳或有保护外套的吊索。

3）导体表面和母线外壳内壁应光滑无毛刺，各母线段的长度应符合产品技术文件要求。

4）母线隔室打开后，在空气中的暴露时间应符合产品技术文件的要求。

5）清洁母线导体部件时，应使用产品技术文件要求的清洁剂。

6）以插接方式连接的导体，在两段母线连接时，不得损伤插接结构及插接接触面。

7）母线导体连接后，应对连接部位的接触电阻进行测试，测试值应符合产品技术文件要求。

8）密封垫（圈）不得重复使用；密封脂不可涂抹到密封垫（圈）内侧。

9）母线外壳螺栓连接，应用力矩扳手对角紧固。

10）安装调整型伸缩节时，固定伸缩节两端的连接螺杆应按产品技术文件的要求预留胀缩移动间隙；固定型伸缩节其波纹管两端的连接螺杆，则应按产品技术文件的要求将螺母

拧紧。

11）外壳接地母线的安装应符合设计和产品技术文件要求，并应无锈蚀和损伤，连接应牢靠；不同材质的接触面应涂电力复合脂；伸缩节间的接地母线跨接，不得影响伸缩节的膨胀收缩功能。

（5）母线隔室的处理应符合下列规定。

1）封闭母线安装完成后，隔室抽真空前，应完成下列工作。

① 密度继电器应经检验合格，并有检验报告；

② SF_6 气体检验合格，应符合现行国家标准 GB/T 12022—2014《工业 SF_6》的有关规定；

③ 固定伸缩节；

④ 采取措施不得使真空泵在运行时中途停止。

2）对隔室抽真空及真空度保持时间应符合产品技术文件要求。

3）对隔室充 SF_6 气体过程中，当接近标称压力时，应缓慢充气直至标称压力时停止。

4）充气完成后隔室应进行检漏，其单个隔室年漏气率不应大于 0.5%。

5）隔室内 SF_6 气体的含水量，应符合现行国家标准 GB 50150—2006《电气装置安装工程　电气设备交接试验标准》的有关规定。

（6）母线安装完成后，应按现行国家标准 GB 50150—2006《电气装置安装工程　电气设备交接试验标准》产品技术文件要求进行现场试验。

3.3.3　绝缘子与穿墙套管安装

（1）绝缘子与穿墙套管安装前应进行检查，瓷件、法兰应完整无裂纹，胶合处填料应完整，结合应牢固。

（2）安装绝缘子与穿墙套管前应按现行国家标准《电气装置安装工程　电气设备交接试验标准》的有关规定试验合格。

（3）安装在同一平面或垂直面上的支柱绝缘子或穿墙套管的顶面，应位于同一平面上，其中心线位置应符合设计要求。母线直线段的支柱绝缘子的安装中心线应在同一直线上。

（4）安装支柱绝缘子和穿墙套管时，其底座或法兰盘不得埋入混凝土或抹灰层内，且紧固件应齐全，固定应牢固。支柱绝缘子叠装时，中心线应一致。

（5）三角锥形组合支柱绝缘子的安装，除应符合本节的有关规定外，并应符合产品技术要求。

（6）无底座和顶帽的内胶装式低压支柱绝缘子与金属固定件固定时，接触面间应垫以厚度不小于 1.5mm 的缓冲垫圈。

（7）绝缘子穿的安装应符合下列要求。

1）绝缘子串组合时，连接金具的螺栓、销钉及锁紧销等应完整，且其穿向应一致，耐张绝缘子串的碗口应向下，绝缘子串的球头挂环、碗头挂板及锁紧销等应互相匹配。

2）弹簧销应有足够弹性，闭口销应分开，并不得有折断或裂纹，不得用线材代替。

3）均压环、屏蔽环等保护金具应安装牢固，位置应正确。

4）多串绝缘子并联时，每串所受的张力应均匀。

5）绝缘子串吊装前应擦拭干净。

（8）穿墙套管的安装应符合下列要求。

1）安装穿墙套管的孔径应比嵌入部分大 5mm 以上，混凝土安装板的最大厚度不得超过 50mm。

2）穿墙套管直接固定在钢板上时，套管周围不得形成闭合磁路。

3）穿墙套管垂直安装时，其法兰应在上方，水平安装时，法兰应在外侧。

4）600A 及以上母线穿墙套管端部的金属夹板（紧固件除外）应采用非磁性材料，其与母线之间应有金属相连，接触应稳固；金属夹板厚度不应小于 3mm；当母线为两片及以上时，母线与母线间应予固定。

5）充油套管水平安装时，储油柜及取油样管路应采用铜或不锈钢材质，且不得渗漏；油位指示应清晰；注油和取样阀位置应装设于巡视侧；注入套管内的油应合格。

6）套管接地端子及不用的电压抽取端子应可靠接地。

3.3.4 工程交接验收

（1）在验收时，应进行下列检查。

1）金属构件加工、配制、螺栓连接、焊接等应符合本节的规定，并应符合设计和产品技术文件的要求。

2）所有螺栓、垫圈、闭口销、锁紧销、弹簧垫圈、锁紧螺母等应齐全、可靠。

3）母线配制及安装架设应符合设计要求，且连接应正确；螺栓应紧固，接触应可靠；相间及对地电气距离应符合规定。

4）瓷件应完整、清洁，铁件和瓷件胶合处均应完整无损，充油套管应无渗油，油位应正常。

5）油漆应完好，相色应正确，接地应良好。

（2）在验收时，应提交下列资料和文件。

1）设计变更部分的实际施工图。

2）设计变更的证明文件。

3）制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件、安装图纸等技术文件。

4）安装技术记录。

5）质量验收记录及签证。

6）电气试验记录。

7）备品备件清单。

3.4 电缆线路

此部分的国家标准为 GB 50168—2006《电气装置安装工程　电缆线路施工及验收规范》，自 2006 年 11 月 1 日起实施，替代早期的 GB 50168—1992。电缆线路安装是变电站安装中一项十分重要的工作，在一般工厂生产线电气安装中，电缆的安装费用可能占到电气安装总费用的 60% 以上。本节适用于 500kV 及以下的电力电缆线路及其附属设备和构筑物设施，控制电缆及导引电缆可参照使用。

3.4.1 总则

（1）矿山、船舶、冶金、化工等有特殊要求的电缆线路的安装工程应符合专业规程的有关规定。电缆线路的安装应按已批准的设计进行施工。

（2）采用的电缆及附件，均应符合国家现行标准及相关产品标准的规定，并应有产品标示及合格证件。

（3）施工中的安全技术措施，应符合本节及现行有关安全标准及产品的技术文件的规定。对重要的施工项目或工序，还应事先制定有针对性的安全技术措施。

（4）电缆及其附件安装用的钢制紧固件，除地脚螺栓外，应采用热镀锌或等同热镀锌性能的制品。

（5）对有抗干扰要求的电缆线路，应按设计要求采取抗干扰措施。

（6）电缆线路的施工及验收，除按本节的规定执行外，还应符合国家现行的有关标准规范的规定。

3.4.2 电缆及附件的运输与保管

（1）电缆及附件的运输与保管，应符合产品标准的要求，应避免强烈的振动、倾倒、受潮、腐蚀，确保不损坏箱体外表面以及箱内部件。

（2）在运输装卸过程中，不应使电缆及电缆盘受到损伤。严禁将电缆盘直接由车上推下。电缆盘不应平放运输、平放贮存。

（3）运输或滚动电缆盘前，必须保证电缆盘牢固，电缆绕紧。充油电缆至压力油箱间的油管应固定，不得损伤。压力油箱应牢固，压力指示应符合要求。滚动时必须顺着电缆盘上的箭头指示或电缆的缠紧方向。

（4）电缆及其附件到达现场后，应按下列要求及时进行检查。

1）产品的技术文件应齐全。

2）电缆型号、规格、长度应符合订货要求。

3）电缆外观不应受损，电缆封端应严密。当外观检查有怀疑时，应进行受潮判断或试验。

4）附件部件应齐全，材质质量应符合产品技术要求。

5）充油电缆的压力油箱、油管、阀门和压力表应符合产品技术要求且完好无损。

（5）电缆及其有关材料如不立即安装，应按下列要求贮存。

1）电缆应集中分类存放，并应标明型号、电压、规格、长度；电缆盘之间应有通道；地基应坚实，当受件限制时，盘下应加垫，存放处不得积水。

2）电缆终端瓷套在贮存时，应有防止受机械损伤的措施。

3）电缆附件的绝缘材料的防潮包装应密封良好，并应根据材料性能和保管要求贮存和保管。

4）防火涂料、包带、堵料等防火材料，应根据材料性能和保管要求贮存和保管。

5）电缆桥架应分类保管，不得因受力变形。

（6）电缆及附件在安装前的保管，其保管期限为一年及以内。当需长期保管时，应符合设备保管的专门规定。

（7）电缆在保管期间，电缆盘及包装应完好，标志应齐全，封端应严密。当有缺陷时，

应及时处理。

充油电缆应经常检查油压，并做记录，油压不得降至最低值。当油压降至零或出现真空时，电缆内部易进气，应及时处理。但在处理前严禁滚动，否则会使空气和水分在电缆内部窜动，给处理带来麻烦。

3.4.3 电缆线路附属设施和构筑物的施工

3.4.3.1 电缆管的加工及敷设

（1）电缆管不应有穿孔、裂缝和显著的凹凸不平，内壁应光滑；金属电缆管不应有严重锈蚀；塑料电缆管应有满足电缆线路敷设条件所需保护性能的证明文件。在易受机械损伤的地方和在受力较大处直埋时，应采用足够强度的管材。

（2）电缆管的加工应符合下列要求。

1）管口应无毛刺和尖锐棱角。

2）电缆管在弯制后，不应有裂缝和显著的凹瘪现象，其弯扁程度不宜大于管子外径的10%；电缆管的弯曲半径不应小于所穿入电缆的最小允许弯曲半径。

3）无防腐措施的金属电缆管应在外表涂防腐漆，镀锌管锌层剥落处也应涂以防腐漆。

（3）电缆管的内径与电缆外径之比不得小于1.5。

（4）每根电缆管的弯头不应超过3个，直角弯不应超过2个。

（5）电缆管明敷时应符合下列要求。

1）电缆管应安装牢固；电缆管支持点间的距离应符合设计规定；当设计无规定时，不宜超过3m。

2）当塑料管的直线长度超过30m时，宜加装伸缩节。

3）对于非金属类电缆管在敷设时宜采用预制的支架固定，支架间距不宜超过2m。

（6）敷设混凝土类电缆管时，其地基应坚实、平整，不应有沉陷。敷设低碱玻璃钢管等抗压不抗拉的电缆管材时，应在其下部添加钢筋混凝土垫层。电缆管直埋敷设应符合下列要求。

1）电缆管的埋设深度不应小于0.7m；在人行道下面敷设时，不应小于0.5m。

2）电缆管应有不小于0.1%的排水坡度。

（7）电缆管的连接应符合下列要求。

1）金属电缆管不宜直接对焊，宜采用套管焊接的方式，连接时应两管口应对准、连接牢固，密封良好；套接的短套管或带螺纹的管接头的长度，不应小于电缆管外径的2.2倍。采用金属软管及合金接头作电缆保护接续管时，其两端应固定牢靠、密封良好。

2）硬质塑料管在套接或插接时，其插入深度宜为管子内径的1.1～1.8倍。在插接面上应涂以胶合剂粘牢密封；采用套接时套管两端应采取密封措施[⊖]。

3）水泥管应采用管箍或套接方式连接，管孔应对准，接缝应严密，管箍应有防水垫密封圈，防止地下水和泥浆渗入。

（8）引至设备的电缆管管口位置，应便于与设备连接并不妨碍设备拆装和进出。并列敷设的电缆管管口应排列整齐。

⊖ 成排管敷设塑料管多采用橡胶圈密封。

（9）利用电缆保护钢管作接地线时，应先焊好接地线，再敷设电缆。有螺纹连接的电缆管，管接头处，应焊接跳线，跳线截面积应不小于30mm^2。

3.4.3.2 电缆支架的配制与安装

（1）电缆支架的加工应符合下列要求。

1）钢材应平直，无明显扭曲。下料误差应在5mm范围内，切口应无卷边、毛刺。

2）支架应焊接牢固，无显著变形。各横撑间的垂直净距与设计偏差不应大于5mm。

3）金属电缆支架必须进行防腐处理。位于湿热、盐雾以及有化学腐蚀地区时，应根据设计做特殊的防腐处理。

（2）电缆支架的层间允许最小距离，当设计无规定时，可采用表3-14的规定。但层间净距不应小于两倍电缆外径加10mm，35kV及以上高压电缆不应小于2倍电缆外径加50mm。

表3-14 电缆支架的层间允许最小距离值 （单位：mm）

电缆类型和敷设特征		支（吊）架	桥　架
控制电缆		120	200
电力电缆	10kV及以下（除6～10kV交联聚乙烯绝缘外）	150～200	250
	6～10kV交联聚乙烯绝缘	200～250	300
	35kV单芯 66kV及以上，每层1根	250	300
	35kV三芯 66kV及以上，每层多于1根	300	350
电缆敷设于槽盒内		h+80	h+100

注：h表示槽盒外壳高度。

（3）电缆支架应安装牢固，横平竖直；托架支吊架的固定方式应按设计要求进行。各支架的同层横挡应在同一水平面上，其高低偏差不应大于5mm。托架支吊架沿桥架走向左右的偏差不应大于10mm。

在有坡度的电缆沟内或建筑物上安装的电缆支架，应有与电缆沟或建筑物相同的坡度。

电缆支架最上层及最下层至沟顶、楼板或沟底、地面的距离，当设计无规定时，不宜小于表3-15的数值。

表3-15 电缆支架最上层及最下层至沟顶、楼板或沟底、地面的距离 （单位：mm）

敷设方式	电缆隧道及夹层	电缆沟	吊　架	桥　架
最上层至沟顶或楼板	300～350	150～200	150～200	350～450
最下层至沟底或地面	100～150	50～100	—	100～150

（4）组装后的钢结构竖井，其垂直偏差不应大于其长度的2‰；支架横撑的水平误差不应大于其宽度的2‰；竖井对角线的偏差不应大于其对角线长度的5‰。

（5）电缆桥架的配制应符合下列要求。

1）电缆桥架的质量应符合现行的有关技术标准。

2）电缆桥架的规格、支吊跨距、防腐类型应符合设计要求。

（6）电缆桥架在每个支吊架上的固定应牢固，桥架连接板的螺栓应紧固，螺母应位于

桥架的外侧。铝合金桥架在钢制支吊架上固定时，应有防电化腐蚀的措施。

（7）当直线段钢制电缆桥架超过 30m、铝合金或玻璃钢制电缆桥架超过 15m 时，应有伸缩缝，其连接宜采用伸缩连接板；电缆桥架跨越建筑物伸缩缝处应设置伸缩缝。

（8）电缆桥架转弯处的转弯半径，不应小于该桥架上的电缆最小允许弯曲半径的最大者。

（9）**金属电缆支架全长均应有良好的接地。（4.2.9）**

3.4.3.3 电缆线路其他防护设施与构筑物的施工

（1）与电缆线路安装有关的建筑工程的施工应符合下列要求。

1）与电缆线路安装有关的建筑物、构筑物的建筑工程质量，应符合国家现行有关标准规范的规定。

2）电缆线路安装前，建筑工程应具备下列条件。

① 预埋件符合设计，安置牢固；

② 电缆沟、隧道、竖井及人孔等处的地坪及抹面工作结束，人孔爬梯的安装已完成；

③ 电缆层、电缆沟、隧道等处的施工临时设施、模板及建筑废料等清理干净，施工用道路畅通，盖板齐全；

④ 电缆线路敷设后，不能再进行的建筑工程工作应结束；

⑤ 电缆沟排水畅通，电缆室的门窗安装完毕。

3）电缆线路安装完毕后投入运行前，建筑工程应完成由于预埋件补遗、开孔、扩孔等需要而造成的建筑工程装饰工作。

（2）城市电网的电缆分接箱、箱式变基础及位置应满足设计要求。

（3）电缆工作井尺寸应满足电缆最小弯曲半径的要求。电缆井内应设有积水坑，上盖金属箅子。

3.4.4 电缆的敷设

3.4.4.1 一般规定

（1）电缆敷设前应按下列要求进行检查。

1）电缆沟、电缆隧道、排管、交叉跨越管道及直埋电缆沟深度、宽度、弯曲半径等符合设计和规程要求。电缆通道畅通，排水良好。金属部分的防腐层完整。隧道内照明、通风符合要求。

2）电缆型号、电压、规格应符合设计。

3）电缆外观应无损伤，当对电缆的外观和密封状态有怀疑时，应进行潮湿判断；直埋电缆与水底电缆应试验并合格。外护套有导电层的电缆，应进行外护套绝缘电阻试验并合格。

4）充油电缆的油压不宜低于 0.15MPa；供油阀门应在开启位置，动作应灵活；压力表指示应无异常。所有管接头应无渗漏油；油样应试验合格。

5）电缆放线架应放置稳妥，钢轴的强度和长度应与电缆盘重量和宽度相配合，敷设电缆的机具应检查并调试正常，电缆盘应有可靠的制动措施。

6）敷设前应按设计和实际路径计算每根电缆的长度，合理安排每盘电缆，减少电缆接头。中间接头位置应避免设置在交叉路口、建筑物门口以及与其他管线交叉处或通道狭窄处。

7）在带电区域内敷设电缆，应有可靠的安全措施。

8）采用机械敷设电缆时，牵引机和导向机构应调试完好。

（2）电缆敷设时，不应损坏电缆沟、隧道、电缆井和人井的防水层。

（3）三相四线制系统中应采用四芯电力电缆，不应采用三芯电缆另加一根单芯电缆或以导线、电缆金属护套作中性线㊀。

（4）并联使用的电力电缆其长度、型号、规格宜相同㊁。

（5）电力电缆在终端头与接头附近宜留有备用长度。

（6）电缆各支持点间的距离应符合设计规定。当设计无规定时，不应大于表 3-16 中所列数值。

表 3-16　电缆各支持点间的距离　　（单位：mm）

电缆种类		敷设方式	
		水　平	垂　直
电力电缆	全塑型	400	1000
	除全塑型外的中低压电缆	800	1500
	35kV 及以上高压电缆	1500	2000
控制电缆		800	1000

注：全塑型电力电缆水平敷设沿支架能把电缆固定时，支持点间的距离允许为 800mm。

（7）电缆的最小弯曲半径应符合表 3-17 的规定。

表 3-17　电缆最小弯曲半径

电缆型式			多　芯	单　芯
控制电缆	非铠装、屏蔽型软电缆		6*D*	—
	铠装型、铜屏蔽型		12*D*	
	其他		10*D*	
橡皮绝缘电力电缆	无铅包、钢铠护套		10*D*	
	裸铅包护套		15*D*	
	钢铠护套		20*D*	
塑料绝缘电缆	无铠装		15*D*	20*D*
	有铠装		12*D*	15*D*
油浸纸绝缘电力电缆	铝套		30*D*	
	铅套	有铠装	15*D*	20*D*
		无铠装	20*D*	—
自容式充油（铅包）电缆			—	20*D*

注：表中 *D* 为电缆外径。

㊀ 本条款是指三相四线制系统中的中性线（N），不是接地线（PE）。实际中为了降低工程造价，对于三相对称负荷如中小容量三相异步电动机等，可采用三芯电缆作为电源线，而利用穿线钢管、电缆桥架等自然接地体进行接地，但应注意电机外壳到钢管或电缆桥架之间的连接导线截面积必须满足规范要求。

㊁ 在设计中，并联使用的电缆其型号、敷设路径（长度）都是相同的。但现场施工时由于货物不全等原因往往会采用不同型号的电缆进行代替，这很可能造成一根电缆过载而另一根电缆负荷不足影响安全运行的现象。由于绝缘类型不同的电缆，其线芯最高允许运行温度也不同，同材质、同规格而绝缘类型不同的电缆其允许载流量也不同。所以，不得已必须采用不同型号电缆替代时，也应尽量满足、接近“长度、型号、规格”这三方面的要求。

（8）黏性油浸纸绝缘电缆最高点与最低点之间的最大位差，不应超过表 3-18 的规定，当不能满足要求时，应采用适应于高位差的电缆。

表 3-18　黏性油浸纸绝缘铅包电力电缆的最大允许敷设位差

电压/kV	电缆护层结构	最大允许敷设位差/m
1	无铠装	20
	铠装	25
6～10	铠装或无铠装	15
35	铠装或无铠装	5

（9）电缆敷设时，电缆应从盘的上端引出，不应使电缆在支架上及地面摩擦拖拉。电缆上不得有铠装压扁、电缆绞拧、护层折裂等未消除的机械损伤。

（10）用机械敷设电缆时的最大牵引强度宜符合表 3-19 的规定，充油电缆总拉力不应超过 27kN。

表 3-19　电缆最大牵引强度　（单位：N/mm^2）

牵引方式	牵引头		钢丝网套		
受力部位	铜芯	铝芯	铅套	铝套	塑料护套
允许牵引强度	70	40	10	40	7

（11）机械敷设电缆的速度不宜超过 15m/min，110kV 及以上电缆或在较复杂路径上敷设时，其速度应适当放慢。

（12）在使用机械敷设大截面电缆时，应在施工措施中确定敷设方法、线盘架设位置、电缆牵引方向，校核牵引力和侧压力，配备敷设人员和机具。

（13）机械敷设电缆时，应在牵引头或钢丝网套与牵引钢缆之间装设防捻器。

（14）110kV 及以上电缆敷设时，转弯处的侧压力应符合制造厂的规定；无规定时不应大于 3kN/m。

（15）油浸纸绝缘电力电缆在切断后，应将端头立即铅封；塑料绝缘电缆应有可靠的防潮封端[⊖]；充油电缆在切断后还应符合下列要求。

1）在任何情况下，充油电缆的任一段都应有压力油箱保持油压。

2）连接油管路时，应排除管内空气，并采用喷油连接。

3）充油电缆的切断处必须高于邻近两侧的电缆。

4）切断电缆时不应有金属屑及污物进入电缆。

（16）敷设电缆时，电缆允许敷设最低温度，在敷设前 24h 内的平均温度以及敷设现场的温度不应低于表 3-20 的规定；当温度低于表 3-20 规定值时，应采取措施如避开寒冷期或加热后施工（若厂家有要求，按厂家要求执行）。

⊖ 不能认为塑料电缆不怕水。高压交联聚乙烯电缆线芯进水后，进行试验如直流耐压、泄漏电流一般不会发现影响电缆使用的问题，但在长期运行中（6～10 年）会出现水树枝现象，即线芯内的水分呈树枝状进入塑料绝缘内，从而使这些地方成为薄弱环节，所以电缆端头应及时作防潮密封处理。

表 3-20　电缆允许敷设最低温度

电 缆 类 型	电 缆 结 构	允许敷设最低温度/℃
油浸纸绝缘电力电缆	充油电缆	-10
	其他油纸电缆	0
橡皮绝缘电力电缆	橡皮或聚氯乙烯护套	-15
	铅护套钢带铠装	-7
塑料绝缘电力电缆	—	0
控制电缆	耐寒护套	-20
	橡皮绝缘聚氯乙烯护套	-15
	聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套	-10

（17）电力电缆接头的布置应符合下列要求。

1）并列敷设的电缆，其接头的位置宜相互错开。

2）电缆明敷时的接头，应用托板托置固定。

3）直埋电缆接头应有防止机械损伤的保护结构或外置保护盒。位于冻土层内的保护盒，盒内宜注入沥青。

（18）电缆敷设时应排列整齐，不宜交叉，应加以固定，并及时装设标志牌。

（19）标志牌的装设应符合下列要求。

1）生产厂房及变电站内应在电缆终端头、电缆接头处装设电缆标志牌。

2）城市电网电缆线路应在下列部位装设电缆标志牌。

① 电缆终端及电缆接头处；

② 电缆两端、人孔及工作井处；

③ 电缆隧道内转弯处、电缆分支处、直线段每隔 50～100m。

3）标志牌上应注明线路编号。当无编号时，应写明电缆型号、规格及起讫地点；并联使用的电缆应有顺序号。标志牌的字迹应清晰且不易脱落。

4）标志牌规格宜统一。标志牌应能防腐，挂装应牢固。

（20）电缆的固定，应符合下列要求。

1）在下列地方应将电缆加以固定。

① 垂直敷设或超过 45°倾斜敷设的电缆在每个支架上；

② 水平敷设的电缆，在电缆首末两端及转弯、电缆接头的两端处；当对电缆间距有要求时，每隔 5～10m 处。

2）单芯电缆的固定应符合设计要求。

3）交流系统的单芯电缆或分相后的分相铅套电缆的固定夹具不应构成闭合磁路。

（21）沿电气化铁路或有电气化铁路通过的桥梁上明敷电缆的金属护层或电缆金属管道，应沿其全长与金属支架或桥梁的金属构件绝缘，以防止由于杂散电流过大产生火花放电现象，烧坏电缆金属护层而发生事故。

（22）电缆进入电缆沟、隧道、竖井、建筑物、盘（柜）以及穿入管子时，出入口应封闭，管口应密封。

（23）装有避雷针的照明灯塔，电缆敷设时还应符合现行国家标准 GB 50169—2006《电

气装置安装工程　接地装置施工及验收规范》的有关要求。

3.4.4.2　直埋电缆的敷设

（1）在电缆线路路径上有可能使电缆受到机械性损伤、化学作用、地下电流、振动、热影响、腐蚀物质、虫鼠等危害的地段，应采取保护措施。

（2）电缆埋置深度应符合下列要求。

1）电缆表面距地面的距离不应小于0.7m，穿越农田时不应小于1m。在引入建筑物、与地下建筑物交叉及绕过地下建筑物处，可浅埋，但应采取保护措施。

2）电缆应埋设于冻土层以下，当受条件限制时，应采取防止电缆受到损坏的措施。

（3）电缆之间，电缆与其他管道、道路、建筑物等之间平行和交叉时的最小净距，应符合表3-21的规定。严禁将电缆平行敷设于管道的上方或下方。特殊情况应按下列规定执行。

表3-21　电缆之间，电缆与其他管道、道路、建筑物之间平行和交叉时的最小净距

（单位：m）

项　目		平　行	交　叉
电力电缆间及其与控制电缆间	10kV及以下	0.10	0.50
	10kV以上	0.25	0.50
控制电缆间		—	0.50
不同使用部门的电缆间		0.50	0.50
热管道（管沟）及热力设备		2.00	0.50
油管道（管沟）		1.00	0.50
可燃气体及易燃液体管道（沟）		1.00	0.50
其他管道（管沟）		0.50	0.50
铁路路轨		3.00	1.00
电气化铁路路轨	交流	3.00	1.00
	直流	10.0	1.00
公路		1.50	1.00
城市街道路面		1.00	0.70
杆基础（边线）		1.00	—
建筑物基础（边线）		0.60	—
排水沟		1.00	0.50

注：1. 电缆与公路平行的净距，当情况特殊时可酌减。

2. 当电缆穿管或者其他管道有保温层等防护设施时，表中净距应从管壁或防护设施的外壁算起。

3. 电缆穿管敷设时，与公路、街道路面、塔杆基础、建筑物基础、排水沟等的平行最小间距可按表中数据减半。

1）电力电缆间及其与控制电缆间或不同使用部门的电缆间，当电缆穿管或用隔板隔开时，平行净距可降低为0.1m。

2）电力电缆间、控制电缆间以及它们相互之间，不同使用部门的电缆间在交叉点前后1m范围内，当电缆穿入管中或用隔板隔开时，其交叉净距可降为0.25m。

3）电缆与热管道（沟）、油管道（沟）、可燃气体及易燃液体管道（沟）、热力设备或其他管道（沟）之间，虽净距能满足要求，但检修管路可能伤及电缆时，在交叉点前后1m范围内，还应采取保护措施；当交叉净距不能满足要求时，应将电缆穿入管中，其净距可减为0.25m。

4）电缆与热管道（沟）及热力设备平行、交叉时，应采取隔热措施，使电缆周围土壤的温升不超过10℃。

5）当直流电缆与电气化铁路路轨平行、交叉其净距不能满足要求时，应采取防电化腐蚀措施。

6）直埋电缆穿越城市街道、公路、铁路，或穿过有载重车辆通过的大门时，进入建筑物的墙角处，进入隧道、人井，或从地下引出到地面时，应将电缆敷设在满足强度的管道内，并将管口封堵好。

7）高电压等级的电缆宜敷设在低电压等级电缆的下面。

（4）电缆与铁路、公路、城市街道、厂区道路交叉时，应敷设于坚固的保护管或隧道内。电缆管的两端宜伸出道路路基两边各0.5m；伸出排水沟0.5m；在城市街道应伸出车道路面。

（5）直埋电缆的上、下部应铺以不小于100mm厚的软土沙层，并加盖保护板，其覆盖宽度应超过电缆两侧各50mm，保护板可采用混凝土盖板或砖块。软土或沙子中不应有石块或其他硬质杂物。

（6）**直埋电缆在直线段每隔50～100m处、电缆接头处、转弯处、进入建筑物等处，应设置明显的方位标志或标桩。(5.2.6)**

（7）直埋电缆回填土前，应经隐蔽工程验收合格，并分层夯实。

3.4.4.3　电缆导管内电缆的敷设

（1）在下列地点，电缆应有一定机械强度的保护管或加装保护罩。

1）电缆进入建筑物、隧道、穿过楼板及墙壁处。

2）从沟道引至电杆、设备、墙外表面或屋内行人容易接近处，距地面高度2m以下的一段。

3）可能有载重设备移经电缆上面的区段。

4）其他可能受到机械损伤的地方。

（2）管道内部应无积水，且无杂物堵塞；当垂直敷设时，其弯角一般应大于90°以避免积水。穿电缆时，不得损伤护层，可采用无腐蚀性的润滑剂（粉）。

（3）电缆排管在敷设电缆前，应进行疏通，清除杂物。

（4）穿入管中电缆的数量应符合设计要求；交流单芯电缆不得单独穿入钢管内。

3.4.4.4　电缆构筑物中电缆的敷设

（1）电缆的排列，应符合下列要求。

1）电力电缆和控制电缆不应配置在同一层支架上[⊖]。

⊖ 电力电缆与控制电缆应分层放置，至于在电缆支架上的上下顺序不做强制要求，但整个施工项目应统一。

2）高低压电力电缆，强电、弱电控制电缆应按顺序分层配置，一般情况宜由上而下配置；但在含有35kV以上高压电缆引入柜盘时，为满足弯曲半径要求，可由下而上配置。

（2）并列敷设的电力电缆，其相互间的净距应符合设计要求。

（3）电缆在支架上的敷设应符合下列要求。

1）控制电缆在普通支架上，不宜超过1层；桥架上不宜超过3层。

2）交流三芯电力电缆，在普通支吊架上不宜超过1层；桥架上不宜超过2层。

3）交流单芯电力电缆，应布置在同侧支架上，并加以固定。当按紧贴的正三角形排列时，应每隔一定的距离用绑带扎牢，以免松散⊖。

（4）电缆与热力管道、热力设备之间的净距，平行时应不小于1m，交叉时应不小于0.5m，当受条件限制时，应采取隔热保护措施。电缆通道应避开锅炉的看火孔和制粉系统的防爆门；当受条件限制时，应采取穿管或封闭槽盒等隔热防火措施。电缆不宜平行敷设于热力设备和热力管道的上部。

（5）明敷在室内及电缆沟、隧道、竖井内带有麻护层的电缆，应剥除麻护层，并对其铠装加以防腐。

（6）电缆敷设完毕后，应及时清除杂物，盖好盖板。必要时，还应将盖板缝隙密封。

3.4.4.5　桥梁上电缆的敷设

（1）木桥上的电缆应穿管敷设。在其他结构的桥上敷设的电缆，应在人行道下设电缆沟或穿入由耐火材料制成的管道中。在人不易接触处，电缆可在桥上裸露敷设，但应采取避免太阳直接照射的措施。

（2）悬吊架设的电缆与桥梁架构之间的净距不应小于0.5m。

（3）在经常受到振动的桥梁上敷设的电缆，应有防振措施。桥墩两端和伸缩缝处的电缆，应留有松弛部分。

3.4.4.6　水底电缆的敷设

（1）水底电缆应是整根的。当整根电缆超过制造厂的制造能力时，可采用软接头连接。

（2）通过河流的电缆，应敷设于河床稳定及河岸很少受到冲损的地方。在码头、锚地、港湾、渡口及有船停泊处敷设电缆时，必须采取可靠的保护措施。当条件允许时，应深埋敷设。

（3）水底电缆的敷设，必须平放水底，不得悬空。当条件允许时，宜埋入河床（海底）0.5m以下。

（4）水底电缆平行敷设时的间距不宜小于最高水位水深的2倍；当埋入河床（海底）以下时，其间距按埋设方式或埋设机的工作活动能力确定。

（5）水底电缆引到岸上的部分应穿管或加保护盖板等保护措施，其保护范围，下端应为最低水位时船只搁浅及撑篙达不到之处，上端高于最高洪水位。在保护范围的下端，电缆应固定。

（6）电缆线路与小河或小溪交叉时，应穿管或埋在河床下足够深处。

（7）在岸边水底电缆与陆上电缆连接的接头，应装有锚定装置。

⊖ 单芯电缆在金属支架上敷设时必须固定，否则，短路时由于单芯电缆之间电动排斥力的作用，可能导致很长一段的电缆从支架上移出，以致引起电缆损伤。

（8）水底电缆的敷设方法、敷设船只的选择和施工组织的设计，应按电缆的敷设长度、外径、重量、水深、流速和河床地形等因素确定。

（9）水底电缆的敷设，当全线采用盘装电缆时，根据水域条件，电缆盘可放在岸上或船上，敷设时可用浮筒浮托，严禁使电缆在水底拖拉。

（10）水底电缆不能盘装时，应采用散装敷设法。其敷设程序应先将电缆圈绕在敷设船舱内，再经仓顶高架、滑轮、制动装置至入水槽下水，用拖轮绑拖、自航敷设或用钢缆牵引敷设。

（11）敷设船的选择，应符合下列件。

1）船舱的容积、甲板面积、稳定性等应满足电缆长度、重量、弯曲半径和作业场所等要求。

2）敷设船应配有制动装置、张力计量、长度测量、入水角、水深和导航、定位等仪器，并配有通信设备。

（12）水底电缆敷设应在小潮汛、憩流或枯水期进行，并应视线清晰，风力小于五级。

（13）敷设船上的放线架应保持适当的退扭高度。敷设时根据水的深浅控制敷设张力，应使其入水角为30°～60°；采用牵引顶推敷设时，其速度宜为20～30m/min；采用拖轮或自航牵引敷设时，其速度宜为90～150m/min。

（14）水底电缆敷设时，两岸应按设计设立导标。敷设时应定位测量，及时纠正航线和校核敷设长度。

（15）水底电缆引到岸上时，应将余线全部浮托在水面上，再牵引至陆上。浮托在水面上的电缆应按设计路径沉入水底。

（16）水底电缆敷设后，应做潜水检查，电缆应放平，河床起伏处电缆不得悬空，并测量电缆的确切位置。在两岸必须按设计设置标志牌。

3.4.4.7　电缆的架空敷设

（1）架空电缆悬吊点或固定的间距，应符合表3-16的规定。

（2）架空电缆与公路、铁路、架空线路交叉跨越时，应符合表3-22的规定。

表3-22　架空电缆与公路、铁路、架空线路交叉跨越时最小允许距离　（单位：m）

交叉设施	最小允许距离	备　注
铁路	7.5	—
公路	6	—
电车路	3/9	至承力索或接触线/至路面
弱电流线路	1	—
电力线路	1/2/3/4/5	电压（kV）1以下/6～10/35～110/154～220/330
河道	6/1	五年一遇洪水位/至最高航行水位的最高船桅顶
索道	1	—

（3）架空电缆的金属护套、铠装及悬吊线均应有良好的接地，杆塔和配套金具均应进行设计，应满足规程及强度要求。

（4）对于较短且不便直埋的电缆可采用架空敷设，架空敷设的电缆截面积不宜过大，考虑到环境温度的影响，架空敷设的电缆载流量宜按小一规格截面积的电缆载流量考虑。

（5）支撑架空电缆的钢绞线应满足荷载要求，并全线良好接地，在转角处需打拉线或顶杆。

（6）架空敷设的电缆不宜设置电缆接头。

3.4.5 电缆附件的安装

3.4.5.1 一般规定和准备工作

（1）电缆终端与接头的制作，应由经过培训的熟练工人进行。

（2）制作电缆终端及接头时，应严格遵守制作工艺规程；充油电缆还应遵守油务及真空工艺等有关规程的规定。

三芯电力电缆在电缆中间接头处，其电缆铠装、金属屏蔽层应有各自良好的电气连接并相互绝缘；在电缆终端头处，电缆铠装、金属屏蔽层应用接地线分别引出，并应接地良好。

（3）在室外制作6kV及以上电缆终端与接头时，其空气相对湿度宜为70%及以下；当湿度大时，可提高环境温度或加热电缆。110kV及以上高压电缆终端与接头施工时，应搭临时工棚，环境湿度应严格控制，温度宜为10～30℃。制作塑料绝缘电力电缆终端与接头时，应防止尘埃、杂物落入绝缘内。严禁在雾或雨中施工。

在室内及充油电缆施工现场应备有消防器材，室内或隧道中施工应有临时电源。

（4）电缆终端与接头应符合下列要求。

1）型式、规格应与电缆类型如电压、芯数、截面积、护层结构和环境要求一致。

2）结构应简单、紧凑，便于安装。

3）所用材料、部件应符合技术要求。

4）35kV及以下电缆终端与接头主要性能应符合GB/T 12706—2008《额定电压1kV（Um=1.2kV）到35kV（Um=40.5kV）挤包绝缘电力电缆及附件》及相关的其他产品标准的规定。

5）35kV及以上至110kV电缆终端与接头主要性能应符合GB/T 11017—2014《额定电压110kV（Um=126kV）交联聚乙烯绝缘电力电缆及附件》及相关的其他产品标准的规定。

6）220kV电缆终端与接头主要性能应符合GB/T 18890—2015《额定电压220kV（Um=252kV）交联聚乙烯绝缘电力电缆及附件》及相关的其他产品标准的规定。

7）330kV和500kV电缆终端与接头主要性能应符合国家现行相关产品标准的规定。

（5）采用的附加绝缘材料除电气性能应满足要求外，还应与电缆本体绝缘具有相容性。两种材料的硬度、膨胀系数、抗张强度和断裂伸长率等物理性能指标应接近。橡塑绝缘电缆应采用弹性大、粘接性能好的材料作为附加绝缘。

（6）电缆线芯连接金具，应采用符合标准的连接管和接线端子，其内径应与电缆线芯紧密配合，间隙不应过大；截面积宜为线芯截面积的1.2～1.5倍。采用压接时，压接钳和模具应符合规格要求。

（7）控制电缆在下列情况下可有接头，但必须连接牢固，并不应受到机械拉力。

1）当敷设的长度超过其制造长度时。

2）必须延长已敷设竣工的控制电缆时。

3）当消除使用中的电缆故障时。

（8）制作电缆终端和接头前，应熟悉安装工艺资料，做好检查，并符合下列要求。

1）电缆绝缘状况良好，无受潮；塑料电缆内不得进水；充油电缆施工前应对电缆本体、压力箱、电缆油桶及纸卷筒逐个取油样，做电气性能试验，并应符合标准。

2）附件规格应与电缆一致；零部件应齐全无损伤；绝缘材料不得受潮；密封材料不得失效。壳体结构附件应预先组装，清洁内壁；试验密封，结构尺寸符合要求。

3）施工用机具齐全，便于操作，状况清洁，消耗材料齐备，清洁塑料绝缘表面的溶剂宜遵循工艺导则。

4）必要时应进行试装配。

（9）电力电缆接地线应采用铜绞线或镀锡铜编织线，其截面积不应小于表 3-23 的规定。110kV 及以上电缆的截面积应符合设计规定。

表 3-23　电缆终端接地线截面积　　（单位：mm^2）

电缆截面积	接地线截面积
16 及以下	接地线截面积可与芯线截面积相同
16 以上 ~120	16
150 及以上	25

（10）电缆终端与电气装置的连接，应符合现行国家标准《电气装置安装工程　母线装置施工及验收规范》的有关规定。

3. 4. 5. 2　安装要求

（1）制作电缆终端与接头，从剥切电缆开始应连续操作直至完成，缩短绝缘暴露时间。剥切电缆时不应损伤线芯和保留的绝缘层。附加绝缘的包绕、装配、热缩等应清洁。

（2）充油电缆线路有接头时，应先制作接头；两端有位差时，应先制作低位终端头。

（3）电缆终端和接头应采取加强绝缘、密封防潮、机械保护等措施。6kV 及以上电力电缆的终端和接头，还应有改善电缆屏蔽端部电场集中的有效措施，并应确保外绝缘相间和对地距离。

（4）制作 66kV 及以上交联电缆终端和接头前，电缆应按要求加热矫直。安装工艺应符合安装说明书和安装图纸的要求。

（5）三芯油纸绝缘电缆应保留统包绝缘 25mm，不得损伤。剥除屏蔽碳墨纸，端部应平整。弯曲线芯时应均匀用力，不应损伤绝缘纸；线芯弯曲半径不应小于其直径的 10 倍。包缠或灌注、填充绝缘材料时，应消除线芯分支处的气隙。

（6）充油电缆终端和接头包绕附加绝缘时，不得完全关闭压力箱。制作中和真空处理时，从电缆中渗出的油应及时排出，不得积存在瓷套或壳体内。

（7）电缆线芯连接时，应除去线芯和连接管内壁油污及氧化层。压接模具与金具应配合恰当。压缩比应符合压缩工艺的要求。压接后应将端子或连接管上的凸痕修理光滑，不得残留毛刺。

（8）三芯电力电缆接头两侧电缆的金属屏蔽层（或金属套）、铠装层应分别连接良好，不得中断，跨接线的截面不应小于本节表 3-23 接地线截面积的规定。直埋电缆接头的金属外壳及电缆的金属护层应做防腐处理。

（9）三芯电力电缆终端处的金属护层必须接地良好；塑料电缆每相铜屏蔽和钢铠应锡焊接地线⊖。电缆通过零序电流互感器时，电缆金属护层和接地线应对地绝缘；电缆接地点在互感器以下时，接地线应直接接地；接地点在互感器以上时，接地线应穿过互感器接地。单芯电力电缆金属护层接地应符合设计要求。

（10）单芯电力电缆的交叉互联箱、接地箱、护层保护器等电缆附件的安装应符合设计要求。

（11）装配、组合电缆终端和接头时，各部件间的配合或搭接处必须采取堵漏、防潮和密封措施。铅包电缆铅封时应擦去表面氧化物；搪铅时间不宜过长，铅封必须密实无气孔。充油电缆的铅封应分两次进行，一次封堵油，二次成形和加强，高位差铅封应用环氧树脂加固。

塑料电缆宜采用自粘带、粘胶带、胶粘剂（热熔胶）等方式密封；塑料护套表面应打毛，粘接表面应用溶剂除去油污，粘接应良好。

电缆终端、接头及充油电缆供油管路均不应有渗漏。

（12）充油电缆供油系统的安装应符合下列要求。

1）供油系统的金属油管与电缆终端间应有绝缘接头，其绝缘强度不低于电缆外护层。

2）当每相设置多台压力箱时，应并联连接。

3）每相电缆线路应装设油压监视或报警装置。

4）仪表应安装牢固，室外仪表应有防雨措施，施工结束后应进行整定。

5）调整压力油箱的油压，使其在任何情况下都不应超过电缆允许的压力范围。

（13）电缆终端上应有明显的相色标志，且应与系统的相位一致。

（14）控制电缆终端头可采用热缩型，也可以采用塑料袋、自粘带包扎。接头应有防潮措施。

3.4.6 电缆线路防火阻燃设施的施工

（1）对易受外部影响着火的电缆密集场所或可能着火蔓延而酿成严重事故的电缆回路，必须按设计要求的防火阻燃措施施工。（7.0.1）

（2）电缆的防火阻燃应采取下列措施。

1）在电缆穿过竖井、墙壁、楼板或进入电气盘、柜的孔洞处，用防火堵料密实封堵。

2）在重要的电缆沟和隧道中，按要求分段或用软质耐火材料设置阻火墙。

3）对重要回路的电缆，可单独敷设于专门的沟道中或耐火封闭槽盒内，或对其施加防火涂料、防火包带。

4）在电力电缆接头两侧及相邻电缆 2～3m 长的区段施加防火涂料或防火包带。必要时采用高强防爆耐火槽盒进行封闭。

5）按设计采用耐火或阻燃型电缆。

6）按设计设置报警和灭火装置。

7）防火重点部位的出入口，应按设计要求设置防火门或防火卷帘。

⊖ 当三相电流不平衡时，三芯塑料电缆的钢铠将产生感应电势进而产生放电现象，严重时可能烧毁护层，因此钢铠也必须良好接地。

8）改、扩建工程施工中，对于贯穿已运行的电缆孔洞、阻火墙，应及时恢复封堵。

（3）防火阻燃材料必须具备下列资料。

1）有资质的检测机构出具的检测报告。

2）出厂质量检测报告。

3）产品合格证。

（4）防火阻燃材料在使用时，应按设计要求和材料使用工艺提出施工措施，材料质量与外观应符合下列要求。

1）有机堵料不氧化、不冒油，软硬适度具有一定的柔韧性。

2）无机堵料无结块、无杂质。

3）防火隔板平整、厚薄均匀。

4）防火包遇水或受潮后不板结。

5）防火涂料无板结、能搅拌均匀。

6）阻火网网孔尺寸大小均匀，经纬线粗细均匀，附着防火复合膨胀料厚度一致。网弯曲时不变形，不脱落，并易于曲面固定。

（5）涂料应按一定浓度稀释，搅拌均匀，并应顺电缆长度方向进行涂刷，涂刷厚度或次数、间隔时间应符合材料使用要求。

（6）包带在绕包时，应拉紧密实，缠绕层数或厚度应符合材料使用要求。绕包完毕后，每隔一定距离应绑扎牢固。

（7）在封堵电缆孔洞时，封堵应严实可靠，不应有明显的裂缝和可见的孔隙，堵体表面平整，孔洞较大者应加耐火衬板后再进行封堵。电缆竖井封堵应保证必要的强度。有机堵料封堵不应有漏光、漏风、龟裂、脱落、硬化现象；无机堵料封堵不应有粉化、开裂等缺陷。

（8）阻火墙上的防火门应严密，孔洞应封堵；阻火墙两侧电缆应施加防火包带或涂料。

（9）阻火包的堆砌应密实牢固，外观整齐，不应透光。

3.4.7 工程交接验收

（1）在验收时，应按下列要求进行检查。

1）电缆型号、规格应符合设计规定。排列整齐，无机械损伤。标志牌应装设齐全、正确、清晰。

2）电缆的固定、弯曲半径、有关距离和单芯电力电缆的金属护层的接线等应符合本规范的规定。相序排列应与连接设备相序一致，并符合设计要求。

3）电缆终端、电缆接头及充油电缆的供油系统应固定牢靠；电缆接线端子与所接设备端子应接触良好；互联接地箱和交叉互联箱的连接点应接触良好可靠；充有绝缘剂的电缆终端、电缆接头及充油电缆的供油系统不应有渗漏现象；充油电缆的油压及表计整定值应符合产品技术要求。

4）电缆线路所有应接地的接点应与接地极接触良好，接地电阻值应符合设计要求。

5）电缆终端的相色应正确，电缆支架等的金属部件防腐层应完好。电缆管口应封堵密实。

6）电缆沟内应无杂物，无积水，盖板齐全。隧道内应无杂物，照明、通风、排水等设施应符合设计要求。

7）直埋电缆路径标志，应与实际路径相符。路径标志应清晰、牢固。

8）水底电缆线路两岸，禁锚区内的标志和夜间照明装置应符合设计要求。

9）防火措施应符合设计，且施工质量合格。

（2）隐蔽工程应在施工过程中进行中间验收，并做好签证。

（3）在验收时，应提交下列资料和技术文件。

1）电缆线路路径的协议文件。

2）设计变更的证明文件和竣工图。

3）直埋电缆线路的敷设位置图比例宜为1∶500。地下管线密集的地段不应小于1∶100，在管线稀少、地形简单的地段可为1∶1000。平行敷设的电缆线路，宜合用一张图纸，图上必须标明各线路的相对位置，并有标明地下管线的剖面图。

4）制造厂提供的产品说明书、试验记录、合格证件及安装图纸等技术文件。

5）电缆线路的原始记录。

① 电缆的型号、规格及其实际敷设总长度及分段长度，电缆终端和接头的型式及安装日期；

② 电缆终端和接头中填充的绝缘材料名称、型号。

6）电缆线路的施工记录。

① 隐蔽工程隐蔽前的检查记录或签证；

② 电缆敷设记录；

③ 质量检验及评定记录。

7）试验记录。

3.5 接地装置

此部分的国家标准为GB 50169—2006《电气装置安装工程　接地装置施工及验收规范》，自2006年11月1日起实施，替代早期的GB 50169—1992。该规范共有强制性条文39条，在14个安装施工验收标准中是强制性条文最多的，其他的如GB 50149—2010仅有一条。接地装置事关人身和设备安全，是电气设备安装中极其重要的部分，但也是实际工作中存在问题最多的部分，有时甚至连强制性条文还没完全做到，如规范中的第3.2.4条第3款、3.8.9条等。因此，为准确理解应用，本节将相关的术语、定义一并列出。与本节联系比较紧密的标准有GB/T 50065—2011《交流电气装置的接地设计规范》，它替代GBJ 65—1983《工业与民用电力装置的接地设计规范》和DL/T 621—1997《交流电气装置的接地》，需要时可参考。

3.5.1 总则

（1）接地装置的安装应由工程施工单位按已批准的设计要求施工，工程建设管理单位和监理单位应有专人负责监督。

（2）接地装置施工采用的器材应符合国家现行标准的规定，并应有合格证件。

（3）施工中的安全技术措施，应符合本节和现行有关安全标准的规定。

（4）接地装置的安装应配合建筑工程的施工，隐蔽部分必须在覆盖前会同有关单位做好中间检查及验收记录。

（5）各种电气装置与主接地网的连接必须可靠，接地装置的焊接质量应符合 3.5.3.4 节（2）条的规定，接地、电阻应符合设计规定，扩建接地网与原接地网间应为多点连接。

（6）接地装置验收测试应在土建完工后尽快安排进行㊀；对高土壤电阻率地区的接地装置，在接地电阻难以满足要求时，应由设计确定采取相应措施，验收合格后方可投入运行。

（7）接地装置的施工及验收，除应按本节的规定执行外，还应符合国家现行的有关标准规范的规定。

3.5.2 术语和定义

1. 接地体（极）

埋入地中并直接与大地接触的金属导体，称为接地体（极）。接地体分为水平接地体和垂直接地体。

2. 自然接地体

可利用作为接地用的直接与大地接触的各种金属构件、金属井管、钢筋混凝土建筑的基础、金属管道和设备等，称为自然接地体。

3. 接地线

电气设备、杆塔的接地端子与接地体或零线连接用的在正常情况下不载流的金属导体，称为接地线。

4. 接地装置

接地体和接地线的总和，称为接地装置。

5. 接地

将电力系统或建筑物电气装置、设施过电压保护装置用接地线与接地体连接，称为接地。

6. 接地电阻

接地体或自然接地体的对地电阻和接地线电阻的总和，称为接地装置的接地电阻。接地电阻的数值等于接地装置对地电压与通过接地体流入地中电流的比值㊁。

7. 工频接地电阻

按通过接地体流入地中工频电流求得的电阻，称为工频接地电阻。

8. 零线

与变压器或发电机直接接地的中性点连接的中性线或直流回路中的接地中性线，称为零线。

9. 保护接零（保护接地）

中性点直接接地的低压电力网中，电气设备外壳与保护零线连接称为保护接零（或保护接地）。

㊀ 1. 接地装置交接测试时，必须排除与接地装置连接的接地中性点、架空地线和电缆外皮的分流影响。

2. 合理安排接地装置施工进度和工期，在接地装置敷设完毕后就应进行接地电阻测试，若测试不合格需改造，则改造必须在线路完成安装前（全部架空地线尚未敷设至终端杆塔和变电站构架处）完成，接地装置测试合格后才能将线路架空地线接入变电站接地装置。

3. 施工单位在接地装置外延部分施工或改造过程中，不得将接地装置接地导体与出线终端杆塔本体或其接地装置连接。

㊁ 本节中接地电阻指工频接地电阻。

10. 集中接地装置

为加强对雷电流的散流作用、降低对地电位而敷设的附加接地装置，如在避雷针附近装设的垂直接地体。

11. 大型接地装置

110kV 及以上电压等级变电所的接地装置，装机容量在 200MW 以上的火电厂和水电厂的接地装置，或者等效平面面积在 5000m^2以上的接地装置。

12. 安全接地

电气装置的金属外壳、配电装置的构架和线路杆塔等，由于绝缘损坏有可能带电，为防止其危及人身和设备的安全而设的接地。

13. 接地网

由垂直和水平接地体组成的具有泄流和均压作用的网状接地装置。

14. 热剂焊(放热焊接)

热剂焊（放热焊接）也称之火泥熔接，它是利用金属氧化物与铝粉的化学反应热作为热源，通过化学反应还原出来的高温熔融金属，直接或间接加热工件，达到熔接的目的。

3.5.3 电气装置的接地

3.5.3.1 一般规定

（1）电气装置的下列金属部分，均应接地或接零。

1）电机、变压器、电器、携带式或移动式用电器具等的金属底座和外壳。

2）电气设备的传动装置。

3）屋内外配电装置的金属或钢筋混凝土构架以及靠近带电部分的金属遮栏和金属门。

4）配电、控制、保护用的屏（柜、箱）及操作台等的金属框架和底座。

5）交、直流电力电缆的接头盒、终端头和膨胀器的金属外壳和可触及的电缆金属护层和穿线的钢管。穿线的钢管之间或钢管和电器设备之间有金属软管过渡的，应保证金属软管段接地畅通。

6）电缆桥架、支架和井架。

7）装有避雷线的电力线路杆塔。

8）装在配电线路杆上的电力设备。

9）在非沥青地面的居民区内，不接地、消孤线圈接地和高电阻接地系统中无避雷线的架空电力线路的金属杆塔和钢筋混凝土杆塔。

10）承载电气设备的构架和金属外壳。

11）发电机中性点柜外壳、发电机出线柜、封闭母线的外壳及其他裸露的金属部分。

12）气体绝缘全封闭组合电器的外壳接地端子和箱式变电站的金属箱体。

13）电热设备的金属外壳。

14）铠装控制电缆的金属护层。

15）互感器的二次绕组。(3.1.1)

（2）电气装置的下列金属部分可不接地或不接零。

1）在木质、沥青等不良导电地面的干燥房间内，交流额定电压为 400V 及以下或直流额定电压为 440V 及以下的电气设备的外壳；但当有可能同时触及上述电气设备外壳和已接

地的其他物体时，则仍应接地。

2）在干燥场所，交流额定电压为127V及以下或直流额定电压为110V及以下的电气设备的外壳。

3）安装在配电屏、控制屏和配电装置上的电气测量仪表、继电器和其他低压电器等的外壳，以及当发生绝缘损坏时，在支持物上不会引起危险电压的绝缘子的金属底座等。

4）安装在已接地金属构架上的设备，如穿墙套管等。

5）额定电压为220V及以下的蓄电池室内的金属支架。

6）由发电厂、变电所和工业、企业区域内引出的铁路轨道。

7）与已接地的机床、机座之间有可靠电气接触的电动机和电器的外壳。

（3）需要接地的直流系统的接地装置应符合下列要求。

1）能与地构成闭合回路且经常流过电流的接地线应沿绝缘垫板敷设，不得与金属管道、建筑物和设备的构件有金属的连接。（3.1.3-1）

2）在土壤中含有在电解时能产生腐蚀性物质的地方，不宜敷设接地装置，必要时可采取外引式接地装置或改良土壤的措施。

3）直流电力回路专用的中性线和直流两线制正极的接地体、接地线不得与自然接地体有金属连接；当无绝缘隔离装置时，相互间的距离不应小于1m。（3.1.3-3）

4）三线制直流回路的中性线宜直接接地。

（4）接地线不应作其他用途。（3.1.4）

3.5.3.2　接地装置的选择

（1）各种接地装置应利用直接埋入地中或水中的自然接地体。交流电气设备的接地，可利用直接埋入地中或水中的自然接地体，可以利用的自然接地体如下。

1）埋设在地下的金属管道，但不包括有可燃或有爆炸物质的管道。

2）金属井管。

3）与大地有可靠连接的建筑物的金属结构。

4）水工构筑物及其类似的构筑物的金属管、桩。

（2）交流电气设备的接地线可利用下列自然接地体接地。

1）建筑物的金属结构（梁、柱等）及设计规定的混凝土结构内部的钢筋。

2）生产用的起重机的轨道、走廊、平台、电梯竖井、起重机与升降机的构架、运输带的钢梁、电除尘器的构架等金属结构。

3）配线的钢管。

（3）发电厂、变电站等大型接地装置除利用自然接地体外，还应敷设人工接地体，即以水平接地体为主的人工接地网，并设置将自然接地体和人工接地体分开的测量井，以便于接地装置的测试。对于3～10kV的变电站和配电所，当采用建筑物的基础作接地体且接地电阻又能满足规定值时，可不另设人工接地体。

（4）人工接地网的敷设应符合以下规定。

1）人工接地网的外缘应闭合，外缘各角应做成圆弧形，圆弧的半径不宜小于均压带间距的一半。

2）接地网内应敷设水平均压带，按等间距或不等间距布置。

3）35kV及以上变电站接地网边缘经常有人出入的走道处，应铺设碎石、沥青路面或

在地下装设 2 条与接地网相连的均压带。(3. 2. 4)

（5）**除临时接地装置外，接地装置应采用热镀锌钢材，水平敷设的可采用圆钢和扁钢，垂直敷设的可采用角钢和钢管。腐蚀比较严重地区的接地装置，应适当加大截面积，或采用阴极保护等措施。**

不得采用铝导体作为接地体或接地线。当采用扁铜带、铜绞线、铜棒、铜包钢、铜包钢绞线、钢镀铜、铅包铜等材料作接地装置时，其连接应符合本规范的规定。(3. 2. 5)

（6）接地装置的人工接地体，导体截面积应符合热稳定、均压和机械强度的要求，还应考虑腐蚀的影响，一般不小于表 3-24 和 表 3-25 所列规格。

表 3-24　钢接地体的最小规格

种类、规格及单位		地　上		地　下	
		室　内	室　外	交流电流回路	直流电流回路
圆钢直径/mm		6	8	10	12
扁钢	截面积/mm^2	60	100	100	100
	厚度/mm	3	4	4	6
角钢厚度/mm		2	2. 5	4	6
钢管管壁厚度/mm		2. 5	2. 5	3. 5	4. 5

表 3-25　铜或铜覆钢接地材料的最小尺寸（摘自 GB 50065—2011）

种　类	规格及单位	地　上	地　下
铜棒	直径/mm	8	水平接地极为 8
			垂直接地极为 15
扁铜	截面积/mm^2	50	50
	厚度/mm	2	2
铜绞线	截面积/mm^2	50	50
铜覆圆钢	直径/mm	8	10
铜覆钢绞线	直径/mm	8	10
铜覆扁钢	截面积/mm^2	48	48
	厚度/mm	4	4

注：1. 电力线路杆塔的接地体引出线的截面积不应小于 50mm^2，引出线应热镀锌。

2. 裸绞线单股直径不小于 1. 7mm。

3. 各类铜覆钢材的尺寸为钢材的尺寸，铜层厚度不小于 0. 25mm。

4. 接地体（线）除满足导电性能、热稳定、均压和机械强度要求外，还必须考虑腐蚀的影响。工作中应注意的是表 3-24、表 3-25 所列接地体（线）的规格为最小规格，不能作为施工中选择接地体（线）规格的依据。在实际施工中应根据设计来选用接地体（线）的规格。但当设计所选用的接地体（线）的规格小于表中所列规格时，实际施工应采用表中所列规格。

（7）低压电气设备地面上外露的铜接地线的最小截面积应符合表 3-26 的规定。

表 3-26　低压电气设外备地面上外露的铜接地线的最小截面积　（单位：mm^2）

名　　称	铜
明敷的裸导体	4
绝缘导体	1.5
电缆的接地芯或与相线包在同一保护外壳内的多芯导线的接地芯	1

（8）不要求敷设专用接地引下线的电气设备，它的接地线可利用金属构件、普通钢筋混凝土构件的钢筋、穿线的钢管等。利用以上设施作接地线时，应保证其全长为完好的电气通路。

（9）**不得利用蛇皮管、管道保温层的金属外皮或金属网、低压照明网络的导线铅皮以及电缆金属护层作接地线。蛇皮管两端应采用自固接头或软管接头，且两端应采用软铜线连接。(3.2.9)**

（10）在高土壤电阻率地区，接地电阻值很难达到要求时，可采用以下措施降低接地电阻。

1）在变电站附近有较低电阻率的土壤时，可敷设引外接地网或向外延伸接地体。

2）当地下较深处的土壤电阻率较低时，可采用井式或深钻式深埋接地极。

3）填充电阻率较低的物质或压力灌注降阻剂等以改善土壤传导性能。

4）敷设水下接地网。当利用自然接地体和引外接地装置时，应采用不少于 2 根导体在不同地点与接地网相连接。

5）采用新型接地装置，如电解离子接地极。

6）采用多层接地措施。

（11）在永冻土地区除可采用 3.5.3.2 节（10）条的措施外，还可采用以下措施降低接地电阻。

1）将接地装置敷设在融化地带或融化地带的水池或水坑中。

2）敷设深钻式接地极，或充分利用井管或其他深埋地下的金属构件作接地极，还应敷设深度约 0.5m 的伸长接地极。

3）在房屋融化盘内敷设接地装置。

4）在接地极周围人工处理土壤，以降低冻结温度和土壤电阻率。

（12）在深孔（井）技术应用中，敷设深井电极应注意以下事项。

1）应掌握有关的地质结构资料和地下土壤电阻率的分布，以使深孔（井）接地能在所处位置上收到较好的效果；同时要考虑深孔（井）接地极之间的屏蔽效应，以发挥深孔（井）接地作用。

2）在坚硬岩石地区，可考虑深孔爆破，让降阻剂在孔底呈立体树枝状分布，以降低接地电阻。

3）深井电极宜打入地下低阻地层 1～2m。

4）深井电极所用的角钢，其搭接长度应为角钢单边宽度的 4 倍；钢管搭接宜加螺纹套拧紧后两边口再加焊。

5）深井电极应通过圆钢（与水平电极同规格）就近焊接到水平网上，搭接长度为圆钢

直径的6倍。

（13）降阻剂材料选择及施工工艺应符合下列要求。

1）材料的选择应符合设计要求。

2）应选用长效防腐物理性降阻剂。

3）使用的材料必须符合国家现行技术标准，通过国家相应机构对降阻剂的检验测试，并有合格证件。

4）降阻剂的使用，应该因地制宜地用在高电阻率地区、深井灌注、小面积接地网、射线接地极或接地网外沿。

5）严格按照生产厂家使用说明书规定的操作工艺施工。

（14）接地装置的防腐应符合技术标准的要求。当采用阴极保护方式防腐时，必须经测试合格。

3.5.3.3　接地装置的敷设

（1）**接地体顶面埋设深度应符合设计规定。当无规定时，不应小于0.6m。角钢、钢管、铜棒、铜管等接地体应垂直配置。除接地体外，接地体引出线的垂直部分和接地装置连接（焊接）部位外侧100mm范围内应做防腐处理。在做防腐处理前，表面必须除锈并去掉焊接处残留的焊药。（3.3.1）**

（2）垂直接地体的间距不宜小于其长度的2倍。水平接地体的间距应符合设计规定。当无设计规定时不宜小于5m。

（3）**接地线应采取防止发生机械损伤和化学腐蚀的措施。在与公路、铁路或管道等交叉及其他可能使接地线遭受损伤处，均应用钢管或角钢等加以保护。接地线在穿过墙壁、楼板和地坪处应加装钢管或其他坚固的保护套，有化学腐蚀的部位还应采取防腐措施。热镀锌钢材焊接时将破坏热镀锌防腐，应在焊痕外100mm内做防腐处理。（3.3.3）**

（4）**接地干线应在不同的两点及以上与接地网相连接。自然接地体应在不同的两点及以上与接地干线或接地网相连接。（3.3.4）**

（5）**每个电气装置的接地应以单独的接地线与接地汇流排或接地干线相连接，严禁在一个接地线中串接几个需要接地的电气装置。重要设备和设备构架应有两根与主地网不同地点连接的接地引下线，且每根接地引下线均应符合热稳定及机械强度的要求，连接引线应便于定期进行检查调试。（3.3.5）**

（6）接地体敷设完后的土沟，其回填土内不应夹有石块和建筑垃圾等；外取的土壤不得有较强的腐蚀性；在回填土时应分层夯实。室外接地回填宜有100～300mm高度的防沉层。在山区石质地段或电阻率较高的土质区段应在土沟中至少先回填100mm厚的净土垫层，再敷接地体，然后用净土分层夯实回填。

（7）明敷接地线的安装应符合下列要求。

1）接地线的安装位置应合理，便于检查，无碍设备检修和运行巡视。

2）接地线的安装应美观，防止因加工方式造成接地线截面积减小、强度减弱、容易生锈。

3）支持件间的距离，在水平直线部分宜为0.5～1.5m；垂直部分宜为1.5～3m；转弯部分宜为0.3～0.5m。

4）接地线应水平或垂直敷设，亦可与建筑物倾斜结构平行敷设；在直线段上，不应有

高低起伏及弯曲等现象。

5）接地线沿建筑物墙壁水平敷设时，离地面距离宜为 250～300mm；接地线与建筑物墙壁间的间隙宜为 10～15mm。

6）在接地线跨越建筑物伸缩缝、沉降缝时，应设置补偿器。补偿器可用接地线本身弯成弧状代替。

（8）明敷接地线，在导体的全长度或区间段及每个连接部位附近的表面，均应涂以 15～100mm 宽度相等的绿色和黄色相间的条纹标识。当使用胶带时，应使用双色胶带。中性线宜涂淡蓝色标识。

（9）在接地线引向建筑物的入口处和在检修用临时接地点处，均应刷白色底漆并标以黑色标识，其代号为 ⏚（接地符号）。同一接地体不应出现两种不同的标识。

（10）在断路器室、配电间、母线分段处、发电机引出线等需临时接地的地方，应引入接地干线，并应设有专供连接临时接地线使用的接线板和螺栓。

（11）当电缆穿过零序电流互感器时，电缆头的接地线应通过零序电流互感器后接地；由电缆头至穿过零序电流互感器的一段电缆金属护层和接地线应对地绝缘。（3.3.11）

（12）发电厂、变电所电气装置下列部位应专门敷设接地线直接与接地体或接地母线连接。

1）发电机机座或外壳、出线柜，中性点柜的金属底座和外壳，封闭母线的外壳。

2）高压配电装置的金属外壳。

3）110kV 及以上钢筋混凝土构件支座上的电气设备金属外壳。

4）直接接地或经消弧线圈接地的变压器、旋转电机的中性点。

5）高压并联电抗器中性点所接消弧线圈、接地电抗器、电阻器等的接地端子。

6）GIS 接地端子。

7）避雷器、避雷针、避雷线等接地端子。（3.3.12）

（13）避雷器应用最短的接地线与主接地网连接。（3.3.13）

（14）全封闭组合电器的外壳应按制造厂规定接地；法兰片间应采用跨接线连接，并应保证良好的电气通路。（3.3.14）

（15）高压配电间隔和静止补偿装置的栅栏门铰链处应用软铜线连接，以保持良好接地。（3.3.15）

（16）高频感应电热装置的屏蔽网、滤波器、电源装置的金属屏蔽外壳，高频回路中外露导体和电气设备的所有屏蔽部分和与其连接的金属管道均应接地，并宜与接地干线连接。与高频滤波器相连的射频电缆应全程伴随 100mm^2 以上的铜质接地线。（3.3.16）

（17）接地装置由多个分接地装置部分组成时，应按设计要求设置便于分开的断接卡，自然接地体与人工接地体连接处应有便于分开的断接卡。断接卡应有保护措施。扩建接地网时，新、旧接地网连接应通过接地井多点连接。

（18）电缆桥架、支架由多个区域连通时，在区域连通处电缆桥架、支架接地线应设置便于分开的断接卡，并有明显的标识。

（19）保护屏应装有接地端子，并用截面积不小于 4mm^2 的多股铜线和接地网直接连通。装设静态保护的保护屏，应装设连接控制电缆屏蔽层的专用接地铜排，各盘的专用接地铜排互相连接成环，与控制室的屏蔽接地网连接。用截面积不小于 100mm^2 的绝缘导线或电缆将

屏蔽电网与一次接地网直接相连。(3.3.19)

（20）避雷引下线与暗管敷设的电、光缆最小平行距离应为1.0m，最小垂直交叉距离应为0.3m；保护地线与暗管敷设的电、光缆最小平行距离应为0.05m，最小垂直交叉距离应为0.02m。

3.5.3.4　接地体（线）的连接

（1）接地体（线）的连接应采用焊接，焊接必须牢固无虚焊。接至电气设备上的接地线，应用镀锌螺栓连接；有色金属接地线不能采用焊接时，可用螺栓连接、压接、热剂焊(放热焊接）方式连接。用螺栓连接时应设防松螺母或防松垫片，螺栓连接处的接触面应按现行国家标准GB 50149—2010《电气装置安装工程　母线装置施工及验收规范》的规定处理。不同材料接地体间的连接应进行处理。(3.4.1)

（2）接地体（线）的焊接应采用搭接焊，其搭接长度必须符合下列规定。

1）扁钢为其宽度的2倍（且至少3个棱边焊接)。

2）圆钢为其直径的6倍。

3）圆钢与扁钢连接时，其长度为圆钢直径的6倍。

4）扁钢与钢管、扁钢与角钢焊接时，为了连接可靠，除应在其接触部位两侧进行焊接外，并应焊以由钢带弯成的弧形（或直角形）卡子或直接由钢带本身弯成弧形（或直角形）与钢管（或角钢）焊接。(3.4.2)

（3）接地体（线）为铜与铜或铜与钢的连接工艺采用热剂焊（放热焊接）时，其熔接接头必须符合下列规定。

1）被连接的导体必须完全包在接头里。

2）要保证连接部位的金属完全熔化，连接牢固。

3）热剂焊（放热焊接）接头的表面应平滑。

4）热剂焊（放热焊接）的接头应无贯穿性的气孔。(3.4.3)

（4）采用钢绞线、铜绞线等作接地线引下时，宜用压接端子与接地体连接。

（5）利用第3.5.3.2节（2）条所述的各种金属构件、金属管道、穿线的钢管等作为接地线时，连接处应保证有可靠的电气连接。

（6）沿电缆桥架敷设铜绞线、镀锌扁钢及利用沿桥架构成电气通路的金属构件，如安装托架用的金属构件作为接地干线时，电缆桥架接地时应符合下列规定。

1）电缆桥架全长不大于30m时，不应少于2处与接地干线相连。

2）全长大于30m时，应每隔20～30m增加与接地干线的连接点。

3）电缆桥架的起始端和终点端应与接地网可靠连接。

（7）金属电缆桥架的接地应符合下列规定。

1）电缆桥架连接部位宜采用两端压接镀锡铜鼻子的铜绞线跨接，跨接线最小允许截面积不小于4mm^2。

2）镀锌电缆桥架间连接板的两端不跨接接地线时，连接板每端应有不少于2个有防松螺母或防松垫圈的螺栓固定。

（8）发电厂、变电站GIS的接地线及其连接应符合以下要求。

1）GIS基座上的每一根接地母线，应采用分设其两端的接地线与发电厂或变电站的接地装置连接。接地线应与GIS区域环形接地母线连接。接地母线较长时，其中部应另加接

地线，并连接至接地网。

2）接地线与 GIS 接地母线应采用螺栓连接方式。

3）当 GIS 露天布置或装设在室内与土壤直接接触的地面上时，其接地开关、氧化锌避雷器的专用接地端子与 GIS 接地母线的连接处，宜装设集中接地装置。

4）GIS 室内应敷设环形接地母线，室内各种设备需接地的部位应以最短路径与环形接地母线连接。GIS 置于室内楼板上时，其基座下的钢筋混凝土地板中的钢筋应焊接成网，并和环形接地母线连接。(3.4.8)

3.5.3.5 避雷针（线、带、网）的接地

（1）避雷针（线、带、网）的接地除应符合本规范上述有关规定外，还应遵守下列规定。

1）避雷针（带）与引下线之间的连接应采用焊接或热剂焊（放热焊接）。

2）避雷针（带）的引下线及接地装置使用的紧固件均应使用镀锌制品。当采用没有镀锌的地脚螺栓时应采取防腐措施。

3）建筑物上的防雷设施采用多根引下线时，应在各引下线距地面 1.5～1.8m 处设置断接卡，断接卡应加保护措施。

4）装有避雷针的金属筒体，当其厚度不小于 4mm 时，可作避雷针的引下线。筒体底部应至少有 2 处与接地体对称连接。

5）独立避雷针及其接地装置与道路或建筑物的出入口等的距离应大于 3m。当小于 3m 时，应采取均压措施或铺设卵石或沥青地面。

6）独立避雷针（线）应设置独立的集中接地装置。当有困难时，该接地装置可与接地网连接，但避雷针与主接地网的地下连接点至 35kV 及以下设备与主接地网的地下连接点，沿接地体的长度不得小于 15m。

7）独立避雷针的接地装置与接地网的地中距离不应小于 3m。

8）发电厂、变电站配电装置的架构或屋顶上的避雷针（含悬挂避雷线的构架）应在其附近装设集中接地装置，并与主接地网连接。(3.5.1)

（2）建筑物上的避雷针或防雷金属网应和建筑物顶部的其他金属物体连接成一个整体。(3.5.2)

（3）装有避雷针和避雷线的构架上的照明灯电源线，必须采用直埋于土壤中的带金属护层的电缆或穿入金属管的导线。电缆的金属护层或金属管[⊖]必须接地，埋入土壤中的长度应在 10m 以上，方可与配电装置的接地网相连或与电源线、低压配电装置相连接。(3.5.3)

（4）发电厂和变电所的避雷线线档内不应有接头。

（5）避雷针（网、带）及其接地装置，应采取自下而上的施工程序。首先安装集中接地装置，后安装引下线，最后安装接闪器。(3.5.5)

⊖ 将电缆的金属护层或穿金属管的导线埋入土壤中的长度应在 10m 以上时，可将雷击时的高电位衰减到不危险的程度。通信等弱电系统中引入室内的屏蔽电缆和金属管道亦如此处理，其目的也是将雷电、工频或杂散感应电流有效泄放入地，阻止其进入室内及设备。可参见 3.5.3.8 节（9）和 3.5.3.8 节（11）条款。

3.5.3.6　携带式和移动式电气设备的接地

（1）**携带式电气设备应用专用芯线接地，严禁利用其他用电设备的零线接地。零线和接地线应分别与接地装置相连接。（3.6.1）**

（2）**携带式电气设备的接地线应采用软铜绞线，其截面积不小于1.5 mm^2。（3.6.2）**

（3）由固定的电源或由移动式发电设备供电的移动式机械的金属外壳或底座，应和这些供电电源的接地装置有可靠连接。在中性点不接地的电网中，可在移动式机械附近装设接地装置，以代替敷设接地线，并应首先利用附近的自然接地体。

（4）移动式电气设备和机械的接地应符合固定式电气设备接地的规定，但下列情况可不接地。

1）移动式机械自用的发电设备直接放在机械的同一金属框架上，又不供给其他设备用电。

2）当机械由专用的移动式发电设备供电，机械数量不超过2台，机械距移动式发电设备不超过50m，且发电设备和机械的外壳之间有可靠的金属连接。

3.5.3.7　输电线路杆塔的接地

（1）在土壤电阻率$\rho \leqslant 100\Omega \cdot m$的潮湿地区，可利用铁塔和钢筋混凝土杆的自然接地，接地电阻低于10Ω。发电厂、变电站进线段应另设雷电保护接地装置。在居民区，当自然接地电阻符合要求时，可不另设人工接地装置。

（2）在土壤电阻率$100\Omega \cdot m < \rho \leqslant 500\Omega \cdot m$的地区，除利用铁塔和钢筋混凝土杆的自然接地，还应增设人工接地装置，接地极埋设深度不宜小于0.6m，接地电阻低于15Ω。

（3）在土壤电阻率$500\Omega \cdot m < \rho \leqslant 2000\Omega \cdot m$的地区，可采用水平敷设的接地装置，接地极埋设深度不宜小于0.5m。$500\Omega \cdot m < \rho \leqslant 1000\Omega \cdot m$的地区，接地电阻不超过20Ω。$1000\Omega \cdot m < \rho \leqslant 2000\Omega \cdot m$的地区，接地电阻不超过25Ω。

（4）在土壤电阻率$\rho > 2000\Omega \cdot m$的地区，接地极埋设深度不宜小于0.3m，接地电阻不超过30Ω；若接地电阻很难降到30Ω时，可采用6～8根总长度不超过500m的放射形接地极或连续伸长接地极。

（5）放射形接地极可采用长短结合的方式，每根的最大长度应符合表3-27的要求。

表3-27　放射形接地极每根的最大长度

土壤电阻率/（Ω·m）	≤500	≤1000	≤2000	≤5000
最大长度/m	40	60	80	100

（6）在高土壤电阻率地区采用放射形接地装置时，当在杆塔基础的放射形接地极每根长度的1.5倍范围内有土壤电阻率较低的地带时，可部分采用外引接地或其他措施。

（7）居民区和水田中的接地装置，宜围绕杆塔基础敷设成闭合环形。

（8）对于室外山区等特殊地形，不能按设计图形敷设接地体时，应根据施工实际情况在施工记录上绘制接地装置敷设简图，并标明相对位置和尺寸，作为竣工资料移交。原设计为方形等封闭环形时，应按设计施工，以便于检修维护。

（9）在山坡等倾斜地形敷设水平接地体时宜沿等高线开挖，接地沟底面应平整，沟深不得有负误差，并应清除影响接地体与土壤接触的杂物，以防止接地体受雨水冲刷外露，腐

蚀生锈；水平接地体敷设应平直，以保证同土壤更好接触。

（10）接地线与杆塔的连接应接触良好可靠，并应便于打开测量接地电阻。（3.7.10）

（11）架空线路杆塔的每一腿都应与接地体引下线连接，通过多点接地以保证可靠性。（3.7.11）

（12）混凝土电杆宜通过架空避雷线直接引下，也可通过金属爬梯接地。当接地线直接从架空避雷线引下时，引下线应紧靠杆身，并每隔一定距离与杆身固定一次，以保证电气通路顺畅。

3.5.3.8　调度楼、通信站和微波站二次系统的接地

（1）调度通信综合楼内的通信站应与同一楼内的动力装置、建筑物避雷装置共用一个接地网。

（2）调度通信综合楼及通信机房接地引下线可利用建筑物主体钢筋和金属地板构架等，钢筋自身上、下连接点应采用搭焊接，且其上端应与房顶避雷装置、下端应与接地网、中间应与各层均压网或环形接地母线焊接成电气上连通的笼式接地系统。

（3）位于发电厂、变电站或开关站的通信站的接地装置应至少用2根规格不小于40mm×4mm的镀锌扁钢与厂、站的接地网均压相连。（3.8.3）

（4）通信机房房顶上应敷设闭合均压网（带）并与接地装置连接，房顶平面任一点到均压带的距离均不应大于5m。

（5）通信机房内应围绕机房敷设环形接地母线，截面面积应不小于90mm^{2}的铜排或120mm^{2}的镀锌扁钢。围绕机房建筑应敷设闭合环形接地装置。环形接地装置、环形接地母线和房顶闭合均压带之间，至少用4根对称布置的连接线（或主钢筋）相连，相邻连接线之间的距离不宜超过18m。

（6）机房内各种电缆的金属外皮、设备的金属外壳和框架、进风道、水管等不带电金属部分、门窗等建筑物金属结构以及保护接地、工作接地等，应以最短距离与环形接地母线连接。电缆沟道、竖井内的金属支架至少应两点接地，接地点间距离不宜超过30m。

（7）各类设备保护地线宜用多股铜导线，其截面面积应根据最大故障电流确定，一般为25～95mm^2；导线屏蔽层的接地线截面面积，应大于屏蔽层截面面积的2倍。接地线的连接应确保电气接触良好，连接点应进行防腐处理。

（8）连接两个变电站之间的导引电缆的屏蔽层必须在离变电站接地网边沿50～100m处可靠接地，以大地为通路，实施屏蔽层的两点接地。一般可在进变电站前的最后一个工井处实施导引电缆的屏蔽层接地。接地极的接地电阻$R\leqslant 4\Omega$。（3.8.8）

（9）屏蔽电源电缆、屏蔽通信电缆和金属管道引入室内前应水平直埋10m以上，埋深应大于0.6m，电缆屏蔽层和铁管两端接地，并在入口处接入接地装置。如不能埋入地中，至少应在金属管道室外部分沿长度均匀分布在两处接地，接地电阻应小于10Ω。在高土壤电阻率地区，每处的接地电阻不应大于30Ω，且应适当增加接地处数。（3.8.9）

（10）微波塔上同轴馈线金属外皮的上端及下端应分别就近与铁塔连接，在机房入口处与接地装置再连接一次；馈线较长时应在中间加一个与塔身的连接点。室外馈线桥始末两端均应和接地装置连接。（3.8.10）

（11）微波塔上的航标灯电源线应选用金属外皮电缆或将导线穿入金属管，金属外皮或金属管至少应在上下两端与塔身金属结构连接，进机房前应水平直埋10m以上，埋深应大

于 0.6m。(3.8.11)

(12) 微波塔接地装置应围绕塔基做成闭合环形接地网。微波塔接地装置与机房接地装置之间至少用 2 根规格不小于 40mm×4mm 的镀锌扁钢连接。

(13) 直流电源的“正极”在电源设备侧和通信设备侧均应接地,“负极”在电源机房侧和通信机房侧应接压敏电阻。

3.5.3.9 电力电缆终端金属护层的接地

(1) **110kV 及以上中性点有效接地系统单芯电缆的电缆终端金属护层,应通过接地开关直接与变电站接地装置连接。(3.9.1)**

(2) 在 110kV 及以上电缆终端站内(电缆与架空线转换处),电缆终端头的金属护层宜通过接地开关单独接地,设计无要求时,接地电阻 $R \leqslant 4\Omega$。电缆护层的单独接地极与架空避雷线接地体之间应保持 3~5m 间距。

(3) 安装在架空线杆塔上的 110kV 及以上电缆终端头,两者的接地装置难以分开时,电缆金属护层通过接地开关后与架空避雷线合一接地体,设计无要求时,接地电阻 $R \leqslant 4\Omega$。

(4) **110kV 以下三芯电缆的电缆终端金属护层应直接与变电站接地装置连接。(3.9.4)**

3.5.3.10 配电电气装置的接地

(1) 户外配电变压器等电气装置的接地装置,宜在地下敷设成围绕变压器台的闭合环形。

(2) **配电变压器等电气装置安装在由其供电的建筑物内的配电装置室时,其接地装置应与建筑物基础钢筋等相连。(3.10.2)**

(3) **引入配电装置室的每条架空线路安装的避雷器的接地线,应与配电装置室的接地装置连接,但在入地处应敷设集中接地装置。(3.10.3)**

(4) 配电电气装置的接地电阻值应符合设计要求。

3.5.3.11 建筑物电气装置的接地

(1) 按照电气装置的要求,安全接地、保护接地或功能接地的接地装置可以采用共用的或分开的接地装置。

(2) 建筑物的低压系统接地点、电气装置外露导电部分的保护接地(含与功能接地、保护接地共用的安全接地)、总等电位联结的接地极等可与建筑物的雷电保护接地共用同一接地装置。接地装置的接地电阻应符合其中最小值的要求。

(3) **接地装置的安装应符合以下要求。**

1) **接地极的型式、埋入深度及接地电阻值应符合设计要求。**

2) **穿过墙、地面、楼板等处应有足够坚固的机械保护措施。**

3) **接地装置的材质及结构应考虑腐蚀而引起的损伤。必要时采取措施,防止产生电腐蚀。(3.11.3)**

(4) 电气装置应设置总接地端子或母线,并与接地线、保护线、等电位连接干线和安全、功能共用接地装置的功能性接地线等相连接。

(5) 断开接地线的装置应便于安装和测量。

(6) 埋入土壤内的接地线的最小截面面积应符合表 3-28 的规定。

表 3-28　埋入土壤内的接地线的最小截面面积　（单位：mm^2）

名　　称	铜	钢
有防腐蚀保护的（没有采用机械方法保护）	16	16
没有防腐蚀保护的	25	50

（7）等电位联结主母线的最小截面面积不应小于装置最大保护线截面面积的一半，并不应小于 $6mm^2$。当采用铜线时，其截面面积不应小于 $2.5mm^2$。当采用其他金属时，则其截面应承载与之相当的载流量。

（8）连接两个外露导电部分的辅助等电位联结线，其截面面积不应小于接至该两个外露导电部分的较小保护线的截面面积。连接外露导电部分与装置外导电部分的辅助等电位联结线，其截面面积不应小于相应保护线截面面积的一半。

3.5.4　工程交接验收

（1）在验收时应按下列要求进行检查。

1）按设计图纸施工完毕，接地施工质量符合本规范要求。

2）整个接地网外露部分的连接可靠，接地线规格正确，防腐层完好，标识齐全明显。

3）避雷针（带）的安装位置及高度符合设计要求。

4）供连接临时接地线用的连接板的数量和位置符合设计要求。

5）接地电阻值及设计要求的其他测试参数符合设计规定。

（2）在交接验收时，应向甲方提交下列资料和文件。

1）实际施工的记录图。

2）变更设计的证明文件。

3）安装技术记录（包括隐蔽工程记录等）。

4）测试记录。

3.6　盘、柜及二次回路接线

此部分的国家标准为 GB 50171—2012《电气装置安装工程　盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》，原规范共 8 章，自 2012 年 12 月 1 日起实施，替代早期的 GB 50171—1992。本节中的“盘、柜”包括各类配电盘，保护盘，控制盘、屏、台、箱和成套柜。本节的适用范围包括：保护盘、控制盘、直流屏、励磁屏、信号屏、远动盘、动力盘、照明盘、微机控制屏或盘以及高、低压开关柜等，二次回路线路包括保护、控制、信号及测量等回路。与本节联系比较紧密的标准有 DL/T 5136—2012《火力发电厂、变电站二次接线设计技术规程》，代替 DL/T 5136—2001，需要时可参考。

3.6.1　基本规定

（1）盘、柜装置及二次回路接线的安装工程应按已批准的设计进行施工。

（2）盘、柜在搬运和安装时，应采取防振、防潮、防止框架变形和漆面受损等保护措施，必要时可将装置性设备和易损元件拆下单独包装运输。当产品有特殊要求时，还应符合产品技术文件的规定。

（3）盘、柜应存放在室内或能避雨、雪、风沙的干燥场所。对有特殊保管要求的装置性设备和电气元件，应按规定保管。

（4）盘、柜到达现场后，应在规定期限内做验收检查，并应符合下列规定。

1）包装及密封应良好。

2）应开箱检查铭牌，型号、规格应符合要求，设备应无损伤，附件、备件应齐全。

3）产品的技术文件应齐全。

（5）盘、柜及二次回路接线施工应制定安全技术措施。

（6）与盘、柜及二次回路接线施工有关的建筑工程，应符合下列规定。

1）建筑物、构筑物的工程质量应符合现行国家标准 GB 50300—2013《建筑工程施工质量验收统一标准》的有关规定。当设备或设计有特殊要求时，还应满足其要求。

2）设备安装前建筑工程应具备下列条件。

① 屋顶、楼板应施工完毕，不得有渗漏；

② 室内地面施工应基本结束，室内沟道应无积水、杂物；

③ 预埋件及预留孔应符合设计要求；

④ 门窗应安装完毕；

⑤ 对有可能损坏或影响到已安装设备的装饰施工全部结束。

3）对有特殊要求的设备，安装前建筑工程应具备下列条件。

① 所有装饰工作应完毕，应清扫干净；

② 装有空调或通风装置等设施的建筑工程，相关设施应安装完毕，并投入运行。

（7）设备安装用的紧固件，应用镀锌制品或其他防锈蚀制品。

（8）盘、柜上模拟母线的标识颜色应符合表 3-29 的规定。

表 3-29　模拟母线的标识颜色

电压/kV	颜　　色	颜 色 编 码
交流 0. 23	深灰	B01
交流 0. 40	赭黄	YR02
交流 3	深绿	G05
交流 6	深酞蓝	PB02
交流 10	铁红	R01
交流 13. 80 ~ 20	淡绿	GO2
交流 35	柠黄	Y05
交流 60	橘黄	YR04
交流 110	朱红	R02
交流 154	天酞蓝	PB09
交流 220	紫红	R04
交流 330	白	—
交流 500	淡黄	Y06
交流 1000	中蓝	PB03
直流	棕	YR05
直流 500	紫	P02

注：1. 模拟母线的宽度宜为 6 ~ 12mm。

2. 设备模拟的涂色应与相同电压等级的母线颜色一致。

（9）二次回路接线施工完毕后，应检查二次回路接线是否正确、牢靠。

（10）二次回路接线施工完毕后在测试绝缘时，应采取防止弱电设备损坏的安全技术措施。

（11）二次回路的电源回路送电前，应检查绝缘，其绝缘电阻值不应小于1MΩ，潮湿地区不应小于0.5MΩ。

（12）安装调试完毕后，在电缆进出盘、柜的底部或顶部以及电缆管口处应进行防火封堵，封堵应严密。

3.6.2 盘、柜的安装

（1）基础型钢的安装应符合下列规定。

1）基础型钢应按设计图纸或设备尺寸制作，其尺寸应与盘、柜相符，允许偏差应符合表3-30的规定。

表3-30 基础型钢安装的允许偏差

项　　目	允许偏差	
	mm/m	mm/全长
不直度	1	5
不平度	1	5
位置偏差及不平行度	—	5

注：环形布置应符合设计要求。

2）基础型钢安装完后，其顶部宜高出最终地面10～20mm；手车式成套柜应按产品技术要求执行。

（2）盘、柜安装在振动场所，应按设计要求采取减振措施。

（3）盘、柜间及盘、柜上的设备与各构件间连接应牢固。控制、保护盘、柜和自动装置盘等与基础型钢不宜焊接固定。

（4）盘、柜单独或成列安装时，其垂直、水平偏差及盘、柜面偏差和盘、柜间接缝等的允许偏差应符合表3-31的规定。模拟母线应对齐、完整、安装牢固。

表3-31 盘、柜安装的允许偏差

项　　目		允许偏差/mm
垂直度（每米）		1.5
水平偏差	相邻两盘顶部	2
	成列盘顶部	5
盘面偏差	相邻两盘边	1
	成列盘面	5
盘间接缝		2

（5）端子箱安装应牢固、封闭良好，并应能防潮、防尘；安装位置应便于检查；成列安装时，应排列整齐。

（6）成套柜的安装应符合下列规定。

1）**机械闭锁、电气闭锁应动作准确、可靠。(4.0.6-1)**

2）动触头与静触头的中心线应一致，触头接触应紧密。

3）二次回路辅助开关的切换接点应动作准确，接触应可靠。

（7）抽屉式配电柜的安装应符合下列规定。

1）抽屉推拉应轻便灵活，并应无卡阻、碰撞现象，同型号、规格的抽屉应能互换。

2）抽屉的机械闭锁或电气闭锁装置应动作可靠。

3）抽屉与柜体间的二次回路连接插件应接触良好。

（8）手车式柜的安装应符合下列规定。

1）**机械闭锁、电气闭锁应动作准确、可靠。(4.0.8-1)**

2）手车推拉应轻便灵活，并应无卡阻、碰撞现象，相同型号、规格的手车应能互换。

3）手车和柜体间的二次回路连接插件应接触良好。

4）安全隔离板随手车的进、出而相应动作开启灵活。

5）柜内控制电缆不应妨碍手车的进、出，并应固定牢固。

（9）盘、柜的漆层应完整，并应无损伤；固定电器的支架等应采取防锈蚀措施。

3.6.3 盘、柜上的电器安装

（1）盘、柜上的电器安装应符合下列规定。

1）电器元件质量应良好，型号、规格应符合设计要求，外观应完好，附件应齐全，排列应整齐，固定应牢固，密封应良好。

2）电器单独拆、装、更换不应影响其他电器及导线束的固定。

3）发热元件宜安装在散热良好的地方，两个发热元件之间的连线应采用耐热导线。

4）熔断器的规格、断路器的参数应符合设计及级配要求。

5）压板应接触良好，相邻压板间应有足够的安全距离，切换时不应碰及相邻的压板。

6）信号回路的声、光、电信号等应正确，工作应可靠。

7）带有照明的盘、柜，照明应完好。

（2）端子排的安装应符合下列规定。

1）端子排应无损坏，固定应牢固，绝缘应良好。

2）端子应有序号，端子排应便于更换且接线方便；离底面高度宜大于350mm。

3）回路电压超过380V的端子板应有足够的绝缘，并应涂以红色标识。

4）交、直流端子应分段布置。

5）强、弱电端子应分开布置，当有困难时，应有明显标识，并应设空端子隔开或设置绝缘的隔板。

6）正、负电源之间以及经常带电的正电源与合闸或跳闸回路之间，宜以空端子或绝缘隔板隔开。

7）电流回路应经过试验端子，其他需断开的回路宜经特殊端子或试验端子。试验端子应接触良好。

8）潮湿环境宜采用防潮端子。

9）接线端子应与导线截面匹配，不得使用小端子配大截面导线。

（3）二次回路的连接件均应采用铜质制品，绝缘件应采用自熄性阻燃材料。

（4）盘、柜的正面及背面各电器、端子排等应标明编号、名称、用途及操作位置，且字迹应清晰、工整，不易脱色。

（5）盘、柜上的小母线应采用直径不小于6mm的铜棒或铜管，铜棒或铜管应加装绝缘套。小母线两侧应有标明代号或名称的绝缘标识牌，标识牌的字迹应清晰、工整，不易脱色。

（6）二次回路的电气间隙和爬电距离应符合现行国家标准GB 7251.1—2013《低压成套开关设备和控制设备　第一部分：型式试验和部分型式试验成套设备》的有关规定。屏顶上小母线不同相或不同极的裸露载流部分之间，以及裸露载流部分与未经绝缘的金属体之间，其电气间隙不得小于12mm，爬电距离不得小于20mm。

（7）盘、柜内带电母线应有防止触及的隔离防护装置。

3.6.4　二次回路接线

（1）二次回路接线应符合下列规定。

1）应按有效图纸施工，接线应正确。

2）导线与电气元件间应采用螺栓连接、插接、焊接或压接等，且均应牢固可靠。

3）盘、柜内的导线不应有接头，芯线应无损伤。

4）多股导线与端子、设备连接应压终端附件。

5）电缆芯线和所配导线的端部均应标明其回路编号，编号应正确，字迹应清晰，不易脱色。

6）配线应整齐、清晰、美观，导线绝缘应良好。

7）每个接线端子的每侧接线宜为1根，不得超过2根；对于插接式端子，不同截面的两根导线不得接在同一端子中；螺栓连接端子接两根导线时，中间应加平垫片。

（2）盘、柜内电流回路配线应采用截面面积不小于2.5mm^2、标称电压不低于450V/750V的铜芯绝缘导线，其他回路截面面积不应小于1.5mm^2；电子元件回路、弱电回路采用锡焊连接时，在满足载流量和电压降及有足够机械强度的情况下，可采用不小于0.5mm^{2}截面面积的绝缘导线。

（3）导线用于连接门上的电器、控制台板等可动部位时，还应符合下列规定。

1）应采用多股软导线，敷设长度应有适当裕度。

2）线束应有外套塑料缠绕管保护。

3）与电器连接时，端部应压接终端附件。

4）在可动部位两端应固定牢固。

（4）引入盘、柜内的电缆及其芯线应符合下列规定。

1）电缆、导线不应有中间接头，必要时，接头应接触良好、牢固，不承受机械拉力，并应保证原有的绝缘水平；屏蔽电缆应保证其原有的屏蔽电气连接作用。

2）电缆应排列整齐、编号清晰、避免交叉、固定牢固，不得使所接的端子承受机械应力。

3）铠装电缆进入盘、柜后，应将钢带切断，切断处应扎紧，钢带应在盘、柜侧一点接地。

4）屏蔽电缆的屏蔽层应接地良好。

5）橡胶绝缘芯线应外套绝缘管保护。

6）盘、柜内的电缆芯线接线应牢固、排列整齐，并应留有适当裕度；备用芯线应引至盘、柜顶部或线槽末端，并应标明备用标识，芯线导体不得外露。

7）强、弱电回路不应使用同一根电缆，线芯应分别成束排列。

8）电缆芯线及绝缘不应有损伤；单股芯线不应因弯曲半径过小而损坏线芯及绝缘。单股芯线弯圈接线时，其弯线方向应与螺栓紧固方向一致；多股软线与端子连接时，应压接相应规格的终端附件。

（5）在油污环境中的二次回路应采用耐油的绝缘导线，在日光直射环境中的橡胶或塑料绝缘导线应采取防护措施。

3.6.5 盘、柜及二次系统接地

（1）盘、柜基础型钢应有明显且不少于两点的可靠接地。

（2）**成套柜的接地母线应与主接地网连接可靠。(7.0.2)**

（3）抽屉式配电柜抽屉与柜体间的接触应良好，柜体、框架的接地应良好。

（4）手车式配电柜的手车与柜体的接地触头应接触可靠，当手车推入柜内时，接地触头应比主触头先接触，拉出时接地触头应比主触头后断开。

（5）装有电器的可开启的门应采用截面面积不小于 $4mm^2$ 且端部压接有终端附件的多股软铜导线与接地的金属构架可靠连接。

（6）盘、柜柜体接地应牢固可靠，标识应明显。

（7）计算机或控制装置设有专用接地网时，专用接地网与保护接地网的连接方式及接地电阻值均应符合设计要求。

（8）盘、柜内二次回路接地应设接地铜排；静态保护和控制装置屏、柜内部应设有截面面积不小于 $100mm^2$ 的接地铜排，接地铜排上应预留接地螺栓孔，螺栓孔数量应满足盘、柜内接地线接地的需要；静态保护和控制装置屏、柜接地连接线应采用截面面积不小于 $50mm^2$ 的带绝缘铜导线或铜缆与接地网连接，接地网设置应符合设计要求。

（9）盘、柜上装置的接地端子连接线、电缆铠装及屏蔽接地线应用黄绿绝缘多股接地铜导线与接地铜排相连。电缆铠装的接地线截面面积宜与芯线截面面积相同，且不应小于 $4mm^2$，电缆屏蔽层的接地线截面面积应大于屏蔽层截面面积的 2 倍。当接地线较多时，可将不超过 6 根的接地线同压一接线鼻子，且应与接地铜排可靠连接。

（10）电流互感器二次回路中性点应分别一点接地，接地线截面不应小于 $4mm^2$，且不得与其他回路接地线压在同一接线鼻子内。

（11）用于保护和控制回路的屏蔽电缆屏蔽层接地应符合设计要求，当设计未做要求时，应符合下列规定。

1）用于电气保护及控制的单屏蔽电缆屏蔽层应采用两端接地方式。

2）远动、通信等计算机系统所采用的单屏蔽电缆屏蔽层，应采用一点接地方式；双屏蔽电缆外屏蔽层应两端接地，内屏蔽层宜一点接地。屏蔽层一点接地的情况下，当信号源浮空时，屏蔽层的接地点应在计算机侧；当信号源接地时，接地点应靠近信号源的接地点。

（12）二次设备的接地应符合下列规定。

1）计算机监控系统设备的信号接地不应与保护接地和交流工作接地混接。

2）当盘、柜上布置有多个子系统插件时，各插件的信号接地点均应与插件箱的箱体绝缘，并应分别引接至盘、柜内专用的接地铜排母线。

3）信号接地宜采用并联一点接地方式。

4）盘、柜上装有装置性设备或其他有接地要求的电器时，其外壳应可靠接地。

3.6.6 质量验收

（1）在验收时，应按下列规定进行检查。

1）盘、柜的固定及接地应可靠，盘、柜漆层应完好、清洁整齐、标识规范。

2）盘、柜内所装电器元件应齐全完好，安装位置应正确，固定应牢固。

3）所有二次回路接线应正确，连接应可靠，标识应齐全清晰，二次回路的电源回路绝缘应符合3.6.1节（11）条的规定。

4）手车或抽屉式开关推入或拉出时应灵活，机械闭锁应可靠，照明装置应完好。

5）用于热带地区的盘、柜应具有防潮、抗霉和耐热性，应按现行行业标准JB/T 4159—2013《热带电工产品通用技术要求》的有关规定验收合格。

6）盘、柜孔洞及电缆管应封堵严密，可能结冰的地区还应采取防止电缆管内积水结冰的措施。

7）备品备件及专用工具等应移交齐全。

（2）在验收时，应提交下列技术文件。

1）变更设计的证明文件。

2）安装技术记录、设备安装调整试验记录。

3）质量验收记录。

4）制造厂提供的产品技术文件。

5）备品备件及专用工具等清单。

3.7 蓄电池

此部分的国家标准为GB 50172—2012《电气装置安装工程　蓄电池施工及验收规范》，该规范共分6章和2个附录，适用于电压为12V及以上，容量为25A·h及以上的阀控型密封铅酸蓄电池组和容量为10A·h及以上的镍镉碱性蓄电池组安装工程的施工与质量验收，自2012年12月1日起实施，替代早期的GB 50172 —1992。

3.7.1 基本规定

（1）蓄电池组的安装应按已批准的设计图纸及产品技术文件的要求进行施工。

（2）蓄电池在运输过程中，应轻搬轻放，不得有强烈冲击和振动，不得倒置、重压和日晒雨淋。

（3）蓄电池到达现场后，应进行验收检查，并应符合下列规定。

1）包装及密封应良好。

2）应开箱检查清点，型号、规格应符合设计要求，附件应齐全，元件应无损坏。

3）产品的技术文件应齐全。

4）按本节要求外观检查应合格。

（4）蓄电池到达现场后，应在产品规定的有效保管期限内进行安装及充电。不立即安装时，其保管应符合下列规定。

1）酸性和碱性蓄电池不得存放在同一室内。

2）蓄电池不得倒置，开箱后不得重叠存放。

3）蓄电池应存放在清洁、干燥、通风良好的室内，应避免阳光直射；存放中，严禁短路、受潮，并应定期清除灰尘。

4）阀控式密封铅酸蓄电池宜在5～40℃的环境温度，相对湿度低于80%的环境下存放；镉镍碱性蓄电池宜在－5～35℃的环境温度，相对湿度低于75%的环境下存放。蓄电池从出厂之日起到安装后的初始充电时间超过六个月时[⊖]，应采取充电措施。

（5）蓄电池施工应制定安全技术措施。

（6）蓄电池室的建筑工程应符合下列规定。

1）与蓄电池安装有关的建筑物的建筑工程质量应符合现行国家标准GB 50300—2013《建筑工程施工质量验收统一标准》的有关规定。当设备及设计有特殊要求时，还应符合其要求。

2）蓄电池安装前，建筑工程及其辅助设施应按设计要求全部完成，并应验收合格。

（7）**蓄电池室应采用防爆型灯具、通风电机，室内照明线应采用穿管暗敷，室内不得装设开关和插座。(3.0.7)**[⊖]

（8）蓄电池直流电源柜订货技术要求、试验方法、包装及贮运条件，应符合现行行业标准DL/T 459—2000《电力系统直流电源柜订货技术条件》的有关规定。盘、柜安装应符合现行国家标准GB 50171—2012《电气装置安装工程　盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》的有关规定。

3.7.2　阀控式密封铅酸蓄电池组

3.7.2.1　安装

（1）蓄电池安装前，应按下列规定进行外观检查。

1）蓄电池外观应无裂纹、无损伤；密封应良好，应无渗漏；安全排气阀应处于关闭状态。

2）蓄电池的正、负端接线柱应极性正确，无变形、无损伤。

3）透明的蓄电池槽，应检查极板无严重变形；槽内部件应齐全，无损伤。

4）连接条、螺栓及螺母应齐全。

（2）清除蓄电池表面污垢时，对塑料制作的外壳应用清水或弱碱性溶液擦拭，不得用有机溶剂清洗。

⊖ 蓄电池超过有效保管期后，因其内部的化学反应造成自放电，电池极板的活化物质将受到损坏而影响蓄电池的容量。当环境温度较高时放电将加速，因此蓄电池应存储在通风、干燥且温度和湿度适宜的室内。

⊖ 不论酸性还是碱性蓄电池，在其充、放电和运行过程中都会有少量的氢气溢出，开关插座在操作过程中有可能产生电火花而引发爆炸。

（3）蓄电池组的安装应符合下列规定。

1）蓄电池放置的基架及间距应符合设计要求；蓄电池放置在基架后，基架不应有变形；基架宜接地。

2）蓄电池在搬运过程中不应触动极柱和安全排气阀。

3）蓄电池安装应平稳，间距应均匀，单体蓄电池之间的间距不应小于5mm；同一排、列的蓄电池槽应高低一致，排列应整齐。

4）连接蓄电池连接条时应使用绝缘工具，并应佩戴绝缘手套。

5）连接条的接线应正确，连接部分应涂以电力复合脂。螺栓紧固时，应用力矩扳手，力矩值应符合产品技术文件的要求。

6）有抗振要求时，其抗振设施应符合设计要求，并应牢固可靠。

（4）蓄电池组的引出电缆的敷设应符合现行国家标准 GB 50168—2006《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范》的有关规定。电缆引出线正、负极的极性及标识应正确，且正极应为赭色，负极应为蓝色。蓄电池组电源引出电缆不应直接连接到极柱上，应采用过渡板连接。电缆接线端子处应有绝缘防护罩。

（5）蓄电池组的每个蓄电池应在外表面用耐酸材料标明编号。

3.7.2.2 充、放电

（1）蓄电池组安装完毕后，应按产品技术文件的要求进行充电，并应符合下列规定。

1）充电前应检查蓄电池组及其连接条的连接情况。

2）充电前应检查并记录单体蓄电池的初始端电压和整组电压。

3）充电期间，充电电源应可靠，不得断电。

4）充电期间，环境温度应为5～35℃，蓄电池表面温度不应高于45℃。

5）充电过程中，室内不得有明火；通风应良好。

（2）蓄电池组安装完毕投运前，应进行完全充电，并应进行开路电压测试和容量测试。

（3）达到下列条件之一时，可视为完全充电。

1）蓄电池在环境温度5～35℃条件下，以（2.40V ± 0.01V）/单体的恒定电压、充电电流不大于$2.5I_{10}$（A）充电至电流值5h稳定不变时。

2）充电后期充电电流小于$0.005C_{10}$（A）时。

3）符合产品技术文件完全充电要求时。

其中，C_{10}为10h率额定容量（A·h）；C_5为5h率额定容量（A·h）；I_{10}为10h率放电电流（A）。

（4）完全充电的蓄电池组开路静置24h后，应分别测量和记录每只蓄电池的开路电压，测量点应在端子处，开路电压最高值和最低值的差值不得超过表3-32的规定。

表3-32 开路电压最高值和最低值的差值

标称电压/V	开路电压最高值和最低值的差值/mV
2	20
6	50
12	100

（5）蓄电池容量测试应符合下列规定。

1）蓄电池在环境温度5～35℃的条件下应完全充电，然后应静放1h～24h，当蓄电池表面温度与环境温度基本一致时，应进行10h率容量放电测试，应以0.1C_{10}（A）恒定电流放电到其中一个蓄电池电压为1.80V时终止放电，并应记录放电期间蓄电池的表面温度t及放电持续时间T。

2）放电期间应每隔一个小时测量并记录单体蓄电池的端电压、表面温度及整组蓄电池的端电压。在放电末期应随时测量。

3）在放电过程中，放电电流的波动允许范围为规定值的±1%。

4）实测容量C_t（A·h）应用放电电流I（A）乘以放电持续时间T（h）计算。

5）当放电期间蓄电池的表面温度不为25℃，可按下式将实测放电容量折算成25℃基准温度时的容量：

$$C_{25} = C_t / [1 + 0.006(t - 25)]$$

式中 t——放电开始时蓄电池的表面温度（℃）；

C_t——当蓄电池的表面温度为t℃时实际测得的容量（A·h）；

C_{25}——换算成基准温度（25℃）时的容量（A·h）；

0.006——10h率放电的容量温度系数。

6）放电结束后，蓄电池应尽快进行完全充电。

7）10h率容量测试第一次循环不应低于0.95C_{10}，在第三次循环内应达到1.0C_{10}，容量测试循环达到1.0C_{10}，可停止容量测试。

（6）蓄电池组的开路电压和10h率容量测试有一项数据不符合本规范的规定时，此组蓄电池应为不合格。

（7）在整个充、放电期间，应按规定时间记录每个蓄电池的电压、表面温度和环境温度及整组蓄电池的电压、电流，并应绘制整组充、放电特性曲线。

（8）蓄电池充好电后，应按产品技术文件的要求进行使用与维护。

3.7.3 镉镍碱性蓄电池组

3.7.3.1 安装

（1）蓄电池安装前应按下列规定进行外观检查：

1）蓄电池外壳应无裂纹、损伤、漏液等现象。

2）蓄电池正、负端接线柱应极性正确，壳内部件应齐全无损伤；有孔气塞通气性能应良好。

3）连接条、螺栓及螺母应齐全，应无锈蚀。

4）带电解液的蓄电池，其液面高度应在两液面线之间[⊖]；防漏运输螺塞应无松动、

⊖ 从工作原理上看，碱性蓄电池充放电过程是一个可逆的化学反应过程，如镉镍碱性蓄电池，充电时$2Ni(OH)_2 + Cd(OH)_2 \rightarrow 2NiOOH + 2H_2O + Cd$，放电与之相反，这就是碱性蓄电池在充、放电期间的放水和吸水现象。如果液面过高，在充电过程中由于放水使液面升高，加之产生的少量气体，会使电解液溢出壳外，造成蓄电池绝缘下降。如果液面过低，在放电过程中由于吸水使液面下降，当极板露出时会影响蓄电池性能。因此要求电解液面保持在两液面线之间。

脱落㊀。

（2）清除蓄电池表面污垢时，对塑料制作的外壳应用清水或弱碱性溶液擦拭，不得用有机溶剂清洗。

（3）蓄电池组的安装应符合下列规定。

1）蓄电池放置的平台、基架及间距应符合设计或产品技术文件的要求；蓄电池放置在基架后，基架不应有变形；基架宜接地。

2）蓄电池安装应平稳，间距应均匀，单体蓄电池之间的间距不应小于5mm；同一排、列的蓄电池应高低一致，排列应整齐。

3）连接蓄电池连接条时应使用绝缘工具，并应佩戴绝缘手套。

4）连接条的接线应正确，连接部分应涂以电力复合脂，螺栓紧固时，应用力矩扳手，力矩值应符合产品技术文件的要求。

5）有抗振要求时，其抗振设施应符合设计规定，并应牢固可靠。

（4）蓄电池组引线电缆的敷设应符合现行国家标准 GB 50168—2006《电气装置安装工程　电缆线路施工及验收规范》的有关规定。电缆引出线正、负极的极性及标识应正确，且正极应为赭色；负极应为蓝色。蓄电池组电源引出电缆不应直接连接到极柱上，应采用过渡板连接。电缆接线端子处应有绝缘防护罩。

（5）蓄电池组的每个蓄电池应在外表面用耐碱材料标明编号。

3.7.3.2　配液与注液

（1）配制电解液应采用化学纯氢氧化钾，其技术条件应符合本规范附录 A 的规定。配制电解液应用蒸馏水或去离子水。

（2）电解液的密度应符合产品技术文件的要求。

（3）配制和存放电解液应用铁、钢、陶瓷或珐琅制成的耐碱器具，不得使用配制过酸性电解液的容器。

（4）配液时，应将碱慢慢倾入水中，不得将水倒入碱中。配制的电解液应加盖存放并沉淀 6h 以上，应取其澄清液或过滤液使用。对电解液有怀疑时应化验，其标准应符合本规范附录 B 的规定。

（5）注入蓄电池的电解液温度不宜高于30℃；当室温高于30℃时，应采取降温措施。其液面高度应在两液面线之间。注入电解液后宜静置 2～4h 后再初充电。

（6）配液工作应由具有施工经验的技工操作，操作人员应戴专用保护用品，并应设专人监护。

（7）工作场地应备有含量 3%～5% 的硼酸溶液㊁。

3.7.3.3　充、放电

（1）蓄电池的初充电应按产品技术文件的要求进行，并应符合下列规定。

1）初充电期间，其充电电源应可靠，不得断电。

㊀ 带液出厂的碱性蓄电池，出厂时用运输螺塞将电池密封，如果在运输或保管过程中螺塞松动或脱落，电解液将溢出，且空气中的二氧化碳与电池中的碱性电解液发生化学反应生成碳酸盐，使蓄电池内阻增加，容量减少，严重影响蓄电池的性能，因此要检查运输螺塞的严密性。

㊁ 配备硼酸溶液的目的是，当电解液不慎溅到皮肤上时，应立即用硼酸溶液清洗。

2）初充电期间，室内不得有明火；通风应良好。

3）装有催化栓的蓄电池应将催化栓旋下，待初充电完成后再重新装上。

4）带有电解液并配有专用防漏运输螺塞的蓄电池，初充电前应取下运输螺塞换上有孔气塞，并检查液面不应低于下液面线，

5）充电期间电解液的温度范围宜为20℃ ±10℃；当电解液的温度低于5℃或高于35℃时[⊖]，不宜进行充电。

（2）蓄电池初充电应达到产品技术文件所规定的时间，同时单体蓄电池的电压应符合产品技术文件的要求。

（3）蓄电池初充电结束后，应按产品技术文件的规定做容量测试，其容量应达到产品使用说明书的要求，高倍率蓄电池还应进行倍率试验，并应符合下列规定。

1）在3次充、放电循环内，放电容量在20℃ ±5℃时不应低于额定容量。

2）用于有冲击负荷的高倍率蓄电池倍率放电，在电解液温度为20℃ ±5℃条件下，应以0.5C_5电流值先放电1h情况下继以6C_5电流值放电0.5s，其单体蓄电池的平均电压超高倍率蓄电池不得低于1.1V；高倍率蓄电池不得低于1.05V。

3）按0.2C_5电流值放电终结时，单体蓄电池的电压应符合产品技术文件的要求，电压不足1.0V的电池数不应超过电池总数的5%，且最低不得低于0.9V。

（4）充电结束后，应用蒸馏水或去离子水调整液面至上液面线。

（5）在制造厂已完成初充电的密封蓄电池，充电前应检查并记录单体蓄电池的初始端电压和整组总电压，并应进行补充充电和容量测试。补充充电及其充电电压和容量测试的方法应按产品技术文件的要求进行，不得过充、过放。

（6）放电结束后，蓄电池应尽快进行完全充电。

（7）在整个充、放电期间，应按规定时间记录每个蓄电池的电压、电解液温度和环境温度及整组蓄电池的电压、电流，并应绘制整组充、放电特性曲线。

（8）蓄电池充好电后，应按产品技术文件的要求进行使用和维护。

3.7.4 质量验收

（1）在验收时，应按下列规定进行检查。

1）蓄电池室的建筑工程及其辅助设施应符合设计要求，照明灯具和开关的形式及装设位置应符合设计要求。

2）蓄电池安装位置应符合设计要求。蓄电池组应排列整齐，间距应均匀，应平稳牢固。

3）蓄电池间连接条应排列整齐，螺栓应紧固、齐全，极性标识应正确清晰。

4）蓄电池组每个蓄电池的顺序编号应正确，外壳应清洁，液面应正常。

5）蓄电池组的充、放电结果应合格，其端电压、放电容量、放电倍率应符合产品技术文件的要求。

6）蓄电池组的绝缘应良好，绝缘电阻不应小于0.5MΩ。

⊖ 当电解液的温度低于5℃或高于35℃时，蓄电池充电效率较低；若进行放电，其自放电率较大，容量变小，两者均影响蓄电池的正常使用。

（2）在验收时，应提交下列技术文件。

1）设计变更的证明文件。

2）制造厂提供的产品说明书、装箱单、试验记录合格证明文件等。

3）充、放电记录及曲线图，质量验收资料。

4）材质化验报告。

5）备品，备件、专用工具及测试仪器清单。

附录 A　氢氧化钾技术条件

表 3-33　（表 A）氢氧化钾技术条件

指标名称	化学纯	指标名称	化学纯
氢氧化钾（KOH）（%）	≥80	硅酸盐（SiO_3）（%）	≤0.1
碳酸盐（以 K_2CO_3 计）（%）	≤3	钠（Na）（%）	≤2
氯化物（Cl）（%）	≤0.025	钙（Ca）（%）	≤0.02
硫酸盐（SO_4）	≤0.01	铁（Fe）（%）	≤0.002
总氮量（%）	≤0.005	重金属（以 Pb 计）（%）	≤0.003
磷酸盐（PO_4）（%）	≤0.01	澄清度试验	合格

附录 B　碱性蓄电池用电解液标准

表 3-34　（表 B）碱性蓄电池用电解液标准

项　目	技术要求	
	新配电解液	使用过程极限值
外观	无色透明，无悬浮物	—
密度（15℃，g/cm^3）	1.20 ± 0.01	1.20 ±0.01
含量（g/L）	KOH：240～270　NaOH：215～240	KOH：240～270　NaOH：215～240
Cl^-（g/L）	<0.1	0.2
K_2CO_3（g/L）	<20	60
Ca^{2+} · Mg^{2+}（g/L）	<0.19	0.3
Fe/KOH（NaOH）（%）	<0.05	0.05

3.8　架空电力线路

此部分的国家标准有两个：一是 GB 50173—2014《电气装置安装工程 66kV 及以下架空电力线路施工及验收规范》，2015 年 1 月 1 日实施，替代早期的 GB 50173—1992《电气装置安装工程 35kV 及以下架空电力线路施工及验收规范》；二是 GB 50233—2014《110kV～750kV 架空输电线路施工及验收规范》，2015 年 8 月 1 日实施，替代早期的 GB 50233—2005《110kV～500kV 架空送电线路施工及验收规范》和 GB 50389—2006《750kV 架空送电线路施工及验收规范》。GB 50173—2014 共分 11 章和 4 个附录：1 总则；2 术语；3 原材料及器材检验；4 测量；5 土石方工程；6 基础工程；7 杆塔工程；8 架线工程；9 接地工程；10 杆上电气设备；11 工程验收与移交。GB 50233—2014 共分 10 章和 1 个附录，前 9 章标题与

GB 50173—2014 相同，第 10 章为“工程验收与移交”，无“杆上电气设备”一章。

对普通用电企业来说，新建项目的厂外架空电力线路特别是 35kV 以上线路一般均交给当地供电企业的电建公司或送变电公司负责，采取包施工、包材料、包工期、包通过验收等总包形式，按交钥匙工程进行管理，建设方一般负责征地、补偿及与当地居民、政府间的协调。所以，本节综合以上两个标准，只将“工程验收与移交”、“附录 A 安全距离要求”两部分列出，其他不再赘述。

3.8.1 工程验收与移交

3.8.1.1 工程验收

（1）工程验收应按隐蔽工程验收检查、中间验收和竣工验收的规定项目、内容进行。

（2）隐蔽工程的验收检查应在隐蔽前进行。隐蔽工程的验收应包括下列内容。

1）基础坑深及地基处理情况。

2）现浇基础中钢筋和预埋件的规格、尺寸、数量、位置、底座、断面尺寸、混凝土的保护层厚度及浇筑质量。

3）预制基础中钢筋和预埋件的规格、数量、安装位置、立柱的组装质量。

4）岩石及掏挖基础的成孔尺寸、孔深、埋入铁件及混凝土的浇筑质量。

5）底盘、拉盘、长盘的埋设情况。

6）灌注桩的成孔、清孔、钢筋骨架及水下混凝土浇筑。

7）液压连接接续管、耐张线夹、引流管等的检查，应包括下列内容。

① 连接前的内、外径，长度及连接后的对边距和长度；

② 管及线的清洗情况；

③ 钢管在铝管中的位置；

④ 钢芯与铝线端头在连接管中的连接位置。

8）导线、架空地线修补处理及线股损伤情况。

9）杆塔接地装置的埋设情况。

10）基础防腐情况检查。

（3）中间检查应按基础工程、杆塔工程、架线工程、接地工程、杆上电气设备、线路防护设施进行。分部工程完成后可实施验收，也可分批进行。分部工程的验收应包括下列内容：

1）基础工程应进行下列项目的验收。

① 以立方体试块为代表的现浇混凝土或预制混凝土构件的抗压强度；

② 整基基础尺寸偏差；

③ 现浇基础断面尺寸；

④ 同组地脚螺栓中心或插入式角钢形心对立柱中心的偏移；

⑤ 回填土情况。

2）杆塔工程应进行下列项目的验收。

① 杆塔部件、构建的规格及组装质量；

② 混凝土电杆及钢管电杆焊接后的焊接弯曲度及焊口焊接质量；

③ 混凝土电杆及钢管电杆焊的根开偏差、迈步及整基对中心桩的位移；

④ 双立柱杆塔横担与主柱连接处的高差及主柱弯曲；

⑤ 杆塔结构倾斜；
⑥ 螺栓的紧固程度、穿向等；
⑦ 拉线的方位、安装质量及初应力情况；
⑧ NUT 线夹的可调范围；
⑨ 保护帽浇筑情况；
⑩ 防沉层情况。
3）架线工程应进行下列项目的验收。
① 导线及架空地线的弧垂；
② 绝缘子的规格、数量，绝缘子清洁，悬垂绝缘子的倾斜串；
③ 金具的规格、数量及连接质量，金具螺栓或销钉的规格、数量、穿向；
④ 杆塔在架线后的倾斜与挠曲；
⑤ 引流线安装连接质量、弧垂及最小电气间隙；
⑥ 绝缘架空地线的放电间隙；
⑦ 接头、修补的位置及数量；
⑧ 防振锤的安装位置、规格、数量及安装质量；
⑨ 间隔棒的安装位置及安装质量；
⑩ 导线换位情况；
⑪ 导线对地及跨越物的安全距离；
⑫ 线路对接近物的接近距离；
⑬ 光线有否受损，引下线及接线盒的安装质量；
⑭ 光缆全程测试结果。
4）接地工程应进行下列项目的验收。
① 实测接地电阻值；
② 接地引下线与杆塔连接情况。
5）杆上电气设备应进行下列项目的验收。
① 设备及材料的型号、规格符合设计要求；
② 电气设备外观应完好无损，经试验合格；
③ 设备接地符合设计要求；
④ 相位正确无误；
⑤ 设备标志齐全。
6）线路防护设施应进行下列项目的验收。
① 基础护坡或防洪堤；
② 跨越高塔航空标志；
③ 拦江线或公路高度限标；
④ 回路标志、相位（极性）标志、警告牌等线路防护标志；
⑤ 线路护桩；
⑥ 排水沟、挡土墙等。
（4）竣工验收应符合下列规定。
1）竣工验收应在隐蔽工程验收检查和中间验收全部结束后实施。

2）竣工验收除应确认工程的施工质量外，还应包括下列内容。

① 线路走廊障碍物的处理情况；

② 杆塔固定标志；

③ 临时接地线的拆除；

④ 遗留问题的处理情况。

3）竣工验收除应验收实物质量外，还应包括工程技术资料。

（5）架空电力线路工程应经施工、监理、设计、建设及运行各方确认合格后，该工程通过验收。

（6）工程质量检查（检验）项目分类，应符合下列规定。

1）工程质量检查（检验）项目可分为关键项目、重要项目、一般项目和外观项目。

2）影响工程结构、性能、强度和安全性，且不易修复或处理的项目，应为关键项目。

3）影响寿命和可靠性，且可修补和返工处理的项目，应为重要项目。

4）一般不影响施工安装和运行安全的项目，应为一般项目。

5）显示工艺水平、环境协调及美观的项目，应为外观项目。

（7）工程质量检查验收评定标准应分为合格与不合格两个等级。66kV 及以下架空送电线路施工工程类别划分见本规范㊀附录 C，单元工程、分项工程、分部工程、单位工程施工质量检查及验收记录表格见本规范附录 D。

（8）单元工程质量的评定，应符合下列规定。

1）合格应符合下列要求。

① 关键、重要、外观检查项目应 100% 达到合格级标准；

② 一般项目中，如有一项未能达到本规范规定，但不影响使用的，可评为合格级。

2）关键、重要、外观检查项目有一项或一般检查项目有两项及以上未达到本规范合格级等级，应为不合格。

（9）分项工程质量的评定，应符合下列规定。

1）分项工程中单元工程 100% 达到合格级标准，应为合格。

2）分项工程中有一个及以上单元工程未达到合格级标准，应为不合格。

（10）分部工程质量的评定，应符合下列规定。

1）分部工程中分项工程 100% 达到合格级标准，应为合格。

2）分部工程中有一个及以上单元工程未达到合格级标准，应为不合格。

（11）单位工程质量的评定，应符合下列规定。

1）单位工程中分部工程 100% 达到合格级标准，应为合格。

2）单位工程中有一个及以上单元工程未达到合格级标准，应为不合格。

（12）不合格项目处理及处理合格后的质量评定，应符合下列规定。

1）凡不合格的工程项目在竣工验收前自行处理合格，仍可按本规范规定参加评定。

2）返修后仍不合格的项目，经设计研究同意，建设单位认可，可降低要求或加固处理后使用，不应参加评定。

3）凡经有关方面共同鉴定，确定非施工原因造成的质量缺陷，若经修改设计或更换不

㊀ “本规范”指 GB 50173—2014（下同），其中附录 D 共有 25 个表格。

合格设备、材料后，仍可参加评定。

3.8.1.2 竣工试验

（1）工程在竣工验收合格后投运前，应进行下列竣工试验。

1）测定线路绝缘电阻。

2）核定线路相位。

3）测定线路参数特性和高频特性（有要求时做）。

4）电压由零升至额定电压（对 110～750kV 线路的要求），但无条件时可不做。

5）以额定电压对空载线路冲击合闸三次。

6）带负荷试运行 24h。

（2）线路工程未经竣工验收及试验判定合格，不得投入运行。

3.8.1.3 竣工移交

（1）工程竣工后应移交下列资料。

1）工程施工质量验收记录。

2）修改后的竣工图。

3）设计变更通知单及工程联系单。

4）原材料和器材出厂质量合格证明和试验报告。

5）代用材料清单。

6）工程试验报告和记录。

7）未按设计施工的各项明细表及附图。

8）施工缺陷处理明细表及附图。

9）相关协议书。

（2）竣工资料的建档、整理、移交，应符合现行国家标准 GB/T 11822—2008《科学技术档案案卷构成的一般要求》及 GB/T 50328—2014《建设工程文件归档规范》的规定。

（3）竣工移交时应完成验收、试验、资料移交，且试运行成功，施工、监理、设计、建设及运行各方应签署竣工验收签证书。

3.8.2 安全距离要求

1. 导线对地面最小距离

在最大计算弧垂情况下，导线对地面最小距离不应小于表 3-35 的要求。

表 3-35 导线对地面最小距离 （单位：m）

线路经过地区	对应线路标称电压等级/kV							
	3 以下	3～10	35～66	110	220	330	500	750
居民区/人口稠密	6.0	6.5	7.0	7.0	7.5	8.5	14	19.5
非居民区/人口稀少	5.0	5.5	6.0	6.0	6.5	7.5	11(10.5①)	15.5②(13.7③)
交通困难地区	4.0	4.5	5.0	5.0	5.5	6.5	8.5	11

① 用于导线三角排列的单回路。

② 对应导线水平排列单回路的农业耕作区。

③ 对应导线水平排列单回路的非农业耕作区。

2. 导线与建筑物之间最小距离

（1）输电线路不应跨越屋顶为可燃材料的建筑物。对耐火屋顶，如需跨越时应与有关方面协商同意，330kV 以上输电线路不应跨越长期住人的建筑物。

在最大计算弧垂情况下，导线与建筑物之间的最小垂直距离不应小于表 3-36 的要求。

表 3-36　导线与建筑物之间的最小垂直距离

标称电压/kV	3 以下	3～10	35	66	110	220	330	500	750
垂直距离/m	3.0	3.0	4.0	5.0	5.0	6.0	7.0	9.0	11.5

（2）在最大计算风偏情况下，66kV 及以下输电线路边导线与城市多层建筑或城市规划建筑线间的最小距离，以及边导线与不在规划范围内的城市建筑物间的最小距离；110～750kV 输电线路边导线与建筑物之间的最小净空距离，不应小于表 3-37 的要求。

表 3-37　输电线路边导线与建筑物之间的最小净空距离

标称电压/kV	3 以下	3～10	35	66	110	220	330	500	750
垂直距离/m	1.0	1.5	3.0	4.0	4.0	5.0	6.0	8.5	11

（3）在无风偏情况下，66kV 及以下输电线路边导线与不在规划范围内的建筑物间的最小水平距离；110～750kV 输电线路边导线与建筑物之间的最小水平距离，不应小于表 3-38 的要求。

表 3-38　边导线与建筑物之间的最小水平距离

标称电压/kV	3 以下	3～10	35	66	110	220	330	500	750
垂直距离/m	0.5	0.8	1.5	2.0	2.0	2.5	3.0	5.0	6.0

3. 导线与林木之间最小距离

（1）输电线路通过林区时，宜采用加高杆塔跨越林木不砍通道的方案。当跨越时，导线与树木（考虑自然生长高度）之间的最小垂直距离不应小于表 3-39 的要求。当砍伐通道时，通道净宽度不应小于线路宽度加林区主要树种自然生长高度的 2 倍。通道附近超过林区主要树种自然生长高度的个别树木应砍伐。

表 3-39　导线与树木（考虑自然生长高度）之间的最小垂直距离

标称电压/kV	3 以下	3～10	35～66	110	220	330	500	750
垂直距离/m	3.0	3.0	4.0	4.0	4.5	5.5	7.0	8.5

（2）在最大计算风偏情况下，输电线路通过公园、绿化区或防护林带，导线与树木之间的最小净空距离不应小于表 3-40 的要求。

表 3-40　导线与树木之间的最小净空距离

标称电压/kV	3 以下	3～10	35～66	110	220	330	500	750
垂直距离/m	3.0	3.0	3.5	3.5	4.0	5.0	7.0	8.5

（3）输电线路通过果树、经济作物或城市灌木林不应砍伐通道，导线与果树、经济作物、城市绿化灌木之间的最小垂直距离不应小于表 3-41 的要求。

表 3-41　导线与果树、经济作物、城市绿化灌木之间的最小垂直距离

标称电压/kV	3 以下	3～10	35～66	110	220	330	500	750
垂直距离/m	1.5	1.5	3.0	3.0	3.5	4.5	7.0	8.5

（4）导线与街道行道树之间的最小垂直距离不应小于表 3-42 的要求。

表 3-42　导线与街道行道树之间的最小垂直距离　（单位：m）

标称电压/kV	3 以下	3～10	35～66	110	220	330	500	750
最大计算弧垂情况下的垂直距离	1.5	1.5	3.0	3.0	3.5	4.5	7.0	8.5
最大计算风偏情况下的水平距离	1.0	2.0	3.5	—	—	—	—	—

4. 导线与山体之间最小距离

在最大计算风偏情况下，导线与山坡、峭壁、岩石之间的最小距离不应小于表 3-43 的要求。

表 3-43　导线与街道行道树之间的最小垂直距离　（单位：m）

标称电压/kV	3 以下	3～10	35～66	110	220	330	500	750
步行可以到达的山坡	3.0	4.5	5.0	5.0	5.5	6.5	8.5	11
步行不能到达的山坡、峭壁和岩石	1.0	1.5	3.0	3.0	4.0	5.0	6.5	8.5

5. 导线与易(可）燃品之间最小距离

架空送电线路与甲类火灾危险性的生产厂房、甲类物品库房、易燃易爆材料堆场及可燃或易燃易爆液（气）体储罐的防火距离，不应小于铁塔高度的 1.5 倍，有特殊要求时还应满足所属特殊行业的相关规定。

6. 导线与铁路、道路、河流、管道、索道及各种架空线路之间最小距离

架空电力线路与铁路、道路、河流、管道、索道及各种架空线路交叉或接近的基本要求，应符合表 3-44（66kV 及以下）和表 3-45（110～750kV）的要求。

表 3-44　66kV 及以下架空电力线路与铁路、道路、河流、管道、索道及各种架空线路交叉或接近的要求

项　　目		铁　　路			公路和道路			电车道（有轨及无轨）		通航河流	不通航河流	架空明线弱电线路	电力线路	特殊管道	索道
导线或地线在跨越档内接头		标准规矩：不得接头； 窄轨：不得接头			高速公路和一、二级公路及城市一、二级道路：不得接头； 三、四级公路一和城市三级道路：不限制			不得接头		不得接头	不限制	一、二级：不得接头； 三级：不限制	35kV 及以上线路：不得接头； 10kV 及以下线路：不限制	不得接头	不得接头
交叉档导线最小截面面积		35kV 及以上采用钢芯铝绞线为 35mm²； 10kV 及以下采用钢芯铝绞线或铝合金线为 35mm²；其他导线为 16mm²								—					
交叉档距绝缘子固定方式		双固定			高速公路和一、二级公路及城市一、二级道路为双固定			双固定		双固定	不限制	10kV 及以下跨越一、二级为双固定	10kV 线路跨越 6～10kV 线路为双固定	双固定	双固定
最小垂直距离/m	线路电压/kV	至标准轨顶	至窄轨顶	至承力索或接触线	至路面			至路面	至承力索或接触线	—	—	—	—	—	—
	35～66	7.5	7.5	3.0	7.0			10.0	3.0	—	—	—	—	—	—
	3～10	7.5	6.0	3.0	7.0			9.0	3.0	—	—	—	—	—	—
	3 以下	7.5	6.0	3.0	6.0			9.0	3.0	—	—	—	—	—	—
最小水平距离/m	线路电压/kV	杆塔外缘至轨道中心			开阔地区	路径受限制地区	市内区	路径受限地区	开阔地区	—	—	—	—	—	—
		交叉	平行												
	35～66	30	最高杆（塔）高加 3m		交叉：8.0；平行：最高杆塔高	5.0	0.5	5.0	交叉：8.0；平行：最高杆塔高	—	—	—	—	—	—
	3～10	5			0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	—	—	—	—	—	—
	3 以下	5			0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	—	—	—	—	—	—

表 3-45　110～750kV 架空输电线路与铁路、道路、河流、管道、索道及各种架空线路交叉或接近的基本要求

项　　目		铁　　路				公　　路		电车道(有轨及无轨)	
导线或地线在跨越档内接头		标准规矩：不得接头 窄　　轨：不得接头				高速公路、一级公路：不得接头；二、三、四级公路：不限制		不得接头	
邻档断线情况的检验		标准规矩：检验 窄　　轨：不检验				高速公路、一级公路：检验；二、三、四级公路：不检验		检验	
邻档断线情况的最小垂直距离/m	标称电压/kV	至轨顶			至承力索或接触线	至路面		至路面	至承力索或接触线
	110	7.0			2.0	6.0		—	2.0
最小垂直距离/m	标称电压/kV	至轨顶			至承力索或接触线	至路面		至路面	至承力索或接触线
		标准轨	窄轨	电气轨					
	110	7.5	7.5	11.5	3.0	7.0		10.0	3.0
	220	8.5	7.5	12.5	4.0	8.0		11.0	4.0
	330	9.5	8.5	13.5	5.0	9.0		12.0	5.0
	500	14.0	13.0	16.0	6.0	14.0		16.0	6.5
	750	19.5	18.5	21.5	7.0(10)	19.5		21.5	7.0(10)
最小水平距离/m	标称电压/kV	杆塔外缘至轨道中心				杆塔外缘至路基边缘		杆塔外缘至路基边缘	
						开阔地区	路径受限制地区	开阔地区	路径受限制地区
	110	交叉：塔高加 3.1m，无法满足要求时可适当降低，但不得小于 30m； 平行：塔高加 3.1m，困难时双方协商确定				交叉： 8m 10m(750kV) 平行：最高杆(塔)高	5.0	交叉： 8m 10m (750kV) 平行：最高杆 (塔)高	5.0
	220						5.0		5.0
	330						6.0		6.0
	500						8.0(15)		8.0
	750						10.0(20)		10.0
附加要求		不宜在铁路出站信号机以内跨越				括号内为高速公路数值。高速公路路基边缘指公路下缘的排水沟		—	—

项目		通航河流	不通航河流	弱电线路	电力线路	特殊管道	索道
导线或地线在跨越档内接头		一、二级：不得接头；三级及以下：不限制	不限制	不限制	110kV 及以上线路：不得接头；110kV 以下线路：不限制	不得接头	不得接头
邻档断线情况的检验		不检验	不检验	Ⅰ级：检验；Ⅱ、Ⅲ：不检验	不检验	检验	不检验
邻档断线情况的最小垂直距离/m	标称电压/kV	—		至被跨越物	—	至管道任何部分	—
	110	—		1.0	—	1.0	—

（续）

<table>
<tr><td colspan="2">项　　目</td><td colspan="2">通航河流</td><td colspan="2">不通航河流</td><td colspan="2">弱电线路</td><td colspan="2">电力线路</td><td>特殊管道</td><td>索道</td></tr>
<tr><td rowspan="6">最小垂直距离/m</td><td>标称电压/kV</td><td>至5年一遇洪水位</td><td>至最高航行水位的最高船桅顶</td><td>至百年一遇洪水位</td><td>冬季至冰面</td><td colspan="2">至被跨越物</td><td colspan="2">至被跨越物</td><td>至管道任何部分</td><td>至索道任何部分</td></tr>
<tr><td>110</td><td>6.0</td><td>2.0</td><td>3.0</td><td>6.0</td><td colspan="2">3.0</td><td colspan="2">3.0</td><td>4.0</td><td>3.0</td></tr>
<tr><td>220</td><td>7.0</td><td>3.0</td><td>4.0</td><td>6.5</td><td colspan="2">4.0</td><td colspan="2">4.0</td><td>5.0</td><td>4.0</td></tr>
<tr><td>330</td><td>8.0</td><td>4.0</td><td>5.0</td><td>7.5</td><td colspan="2">5.0</td><td colspan="2">5.0</td><td>6.0</td><td>5.0</td></tr>
<tr><td>500</td><td>9.5</td><td>6.0</td><td>6.5</td><td>11.0水平
10.5三角</td><td colspan="2">8.5</td><td colspan="2">6.0（8.5）</td><td>7.5</td><td>6.5</td></tr>
<tr><td>750</td><td>11.5</td><td>8.0</td><td>8.0</td><td>15.5</td><td colspan="2">12.0</td><td colspan="2">7.0（12.0）</td><td>9.5</td><td>8.5（顶部）
11.0（底部）</td></tr>
<tr><td rowspan="7">最小水平距离/m</td><td rowspan="2">标称电压/kV</td><td colspan="4" rowspan="2">边导线至斜波上缘
（线路与拉纤小路平行）</td><td colspan="2">与边导线间</td><td colspan="2">与边导线间</td><td colspan="2">边导线至管、索道任何部分</td></tr>
<tr><td>开阔地区</td><td>路径受限制地区</td><td>开阔地区</td><td>路径受限制地区</td><td>开阔地区</td><td>路径受限制地区（在最大风偏情况下）</td></tr>
<tr><td>110</td><td colspan="4" rowspan="5">最高杆（塔）高</td><td rowspan="5">平行时：最高杆（塔）高</td><td>4.0</td><td rowspan="5">平行时：最高杆（塔）高</td><td>5.0</td><td rowspan="5">平行时：最高杆（塔）高</td><td>4.0</td></tr>
<tr><td>220</td><td>5.0</td><td>7.0</td><td>5.0</td></tr>
<tr><td>330</td><td>6.0</td><td>9.0</td><td>6.0</td></tr>
<tr><td>500</td><td>8.0</td><td>13.0</td><td>7.5</td></tr>
<tr><td>750</td><td>10.0</td><td>16.0</td><td>9.5（管道）；8.5（顶部）
11.0（底部）</td></tr>
<tr><td colspan="2">附加要求</td><td colspan="4">最高洪水时，有抗洪抢险船只航行的河流，垂直距离应协商确定</td><td colspan="2">输电线路应架设在上方</td><td colspan="2">电压较高的线路一般架设在电压较低的线路的上方，同一等级电压的电网公共线应架设在专用线上方</td><td colspan="2">1. 与索道交叉，如索道在上方，索道的下方应装保护设施；
2. 交叉点不应选在管道的检查井（孔）处；
3. 与管、索道平行或交叉时，管、索道应接地</td></tr>
</table>

（续）

项　　目	通航河流	不通航河流	弱电线路	电力线路	特殊管道	索道
备注	1. 不通航河流指不能通航，也不能浮运的河流； 2. 次要通航河流对接头不限制		—	括号内的数值用于跨越杆（塔）顶	1. 管、索道的附属设施，均应视为管、索道的一部分； 2. 特殊管道指架设在地面上输送易燃、易爆物品的管道	

3.9　交接试验

交接试验是指新设备在投入运行前，为防止设备带缺陷投入运行而对设备进行的检查、试验。此部分的国家标准为 GB 50150—2006《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》，该标准共分 27 章和 8 个附录，规定了同步发电机及调相机等 25 种电气设备的交接试验标准，自 2006 年 11 月 1 日起实施，替代早期的 GB 50150—1991。

3.9.1　总则

（1）本标准适用于 500kV 及以下电压等级新安装的、按照国家相关出厂试验标准试验合格的电气设备交接试验。本标准不适用于安装在煤矿井下或其他有爆炸危险场所的电气设备。

（2）继电保护、自动、远动、通信、测量、整流装置以及电气设备的机械部分等的交接试验，应分别按有关标准或规范的规定进行。

（3）电气设备应按照本标准进行交流耐压试验，但对 110kV 及以上电压等级的电气设备，当本标准条款没有规定时，可不进行交流耐压试验。

交流耐压试验时加至试验标准电压后的持续时间，无特殊说明时，应为 1min。

耐压试验电压值以额定电压的倍数计算时，发电机和电动机应按铭牌额定电压计算，电缆可按本标准第 18 章（本书 3.9.17 节）规定的方法计算。

非标准电压等级的电气设备，其交流耐压试验电压值，当没有规定时，可根据本标准规定的相邻电压等级按比例采用插入法计算。

进行绝缘试验时，除制造厂装配的成套设备外，宜将连接在一起的各种设备分离开来单独试验。同一试验标准的设备可以连在一起试验。为便于现场试验工作，已有出厂试验记录的同一电压等级不同试验标准的电气设备，在单独试验有困难时，也可以连在一起进行试验。试验标准应采用连接的各种设备中的最低标准。

油浸式变压器及电抗器的绝缘试验应在充满合格油，静置一定时间，待气泡消除后方可进行。静置时间按制造厂要求执行，当制造厂无规定时，电压等级为 500kV 的，必须静置 72h 以上；220～330kV 的必须 48h 以上；110kV 及以下的，必须 24h 以上。

（4）进行电气绝缘的测量和试验时，当只有个别项目达不到本标准的规定时，则应根据全面的试验记录进行综合判断，经综合判断认为可以投入运行者，可以投入运行。

（5）当电气设备的额定电压与实际使用的额定工作电压不同时，应按下列规定确定试

验电压的标准。

1）采用额定电压较高的电气设备在于加强绝缘时，应按照设备的额定电压的试验标准进行；

2）采用较高电压等级的电气设备在于满足产品通用性及机械强度的要求时，可以按照设备实际使用的额定工作电压的试验标准进行；

3）采用较高电压等级的电气设备在于满足高海拔地区要求时，应在安装地点按实际使用的额定工作电压的试验标准进行。

（6）在进行与温度及湿度有关的各种试验时，应同时测量被试物周围的温度及湿度。绝缘试验应在良好天气且被试物及仪器周围温度不宜低于5℃，空气相对湿度不宜高于80%的条件下进行。对不满足上述温度、湿度条件情况下测得的试验数据，应进行综合分析，以判断电气设备是否可以投入运行。

试验时，应注意环境温度的影响，对油浸式变压器、电抗器及消弧线圈，应以被试物上层油温作为测试温度。

本标准中规定的常温范围为10～40℃。

（7）本标准中所列的绝缘电阻测量，应使用60s的绝缘电阻值；吸收比的测量应使用60s与15s绝缘电阻值的比值；极化指数应为10min与1min的绝缘电阻值的比值。

（8）多绕组设备进行绝缘试验时，非被试绕组应予短路接地。

（9）测量绝缘电阻时，采用绝缘电阻表的电压等级，在本标准未做特殊规定时，应按下列规定执行。

1）100V以下的电气设备或回路，采用250V 50MΩ及以上绝缘电阻表；

2）500V以下至100V的电气设备或回路，采用500V 100MΩ及以上绝缘电阻表；

3）3000V以下至500V的电气设备或回路，采用1000V 2000MΩ及以上绝缘电阻表；

4）10000V以下至3000V的电气设备或回路，采用2500V 10000MΩ及以上绝缘电阻表；

5）10000V及以上的电气设备或回路，采用2500V或5000V 10000MΩ及以上绝缘电阻表；

6）用于极化指数测量时，绝缘电阻表短路电流不应低于2mA。

（10）本标准的高压试验方法，应按现行国家标准GB/T 16927.1—2011《高电压试验技术　第1部分：一般定义及试验要求》、GB/T 16927.2—2013《高电压试验技术　第2部分：测量系统》、DL/T 474.1～5—2006《现场绝缘试验实施导则》及相关设备标准的规定进行。

（11）对进口设备的交接试验，应按合同规定的标准执行。但在签订设备合同时应注意，其相同试验项目的试验标准，不得低于本标准的规定。

（12）对技术难度大、需要特殊的试验设备、应由具备相应资质和试验能力的单位进行的试验项目，被列为特殊试验项目。特殊试验项目见附录G。

3.9.2　同步发电机及调相机

（1）容量6000kW及以上的同步发电机及调相机的试验项目，应包括下列内容。

1）**测量定子绕组的绝缘电阻和吸收比或极化指数。（3.0.1-1）**

2）测量定子绕组的直流电阻。

3）定子绕组直流耐压试验和泄漏电流测量。

4）**定子绕组交流耐压试验。(3.0.1-4)**

5）**测量转子绕组的绝缘电阻。(3.0.1-5)**

6）测量转子绕组的直流电阻。

7）转子绕组交流耐压试验。

8）测量发电机或励磁机的励磁回路连同所连接设备的绝缘电阻，不包括发电机转子和励磁机电枢。

9）发电机或励磁机的励磁回路连同所连接设备的交流耐压试验，不包括发电机转子和励磁机电枢。

10）测量发电机、励磁机的绝缘轴承和转子进水支座的绝缘电阻。

11）埋入式测温计的检查。

12）测量灭磁电阻器、自同步电阻器的直流电阻。

13）测量转子绕组的交流阻抗和功率损耗（无刷励磁机组，无测量条件时可以不测量）。

14）测录三相短路特性曲线。

15）测录空载特性曲线。

16）测量发电机定子开路时的灭磁时间常数和转子过电压倍数。

17）测量发电机自动灭磁装置分闸后的定子残压。

18）**测量相序。(3.0.1-18)**

19）测量轴电压。

20）定子绕组端部固有振动频率测试及模态分析。

21）定子绕组端部现包绝缘施加直流电压测量。

电压1kV及以下电压等级的同步发电机不论其容量大小，均应按本条 第1）、2）、4）、5）、6）、7）、8）、9）、11）、12）、13）、18）、19）款进行试验；

无起动电动机的同步调相机或调相机的起动电动机只允许短时运行者，可不进行本条第14）、15）款的试验。

（2）测量定子绕组的绝缘电阻㊀和吸收比或极化指数，应符合下列规定。

1）各相绝缘电阻的不平衡系数不应大于2。

2）吸收比：对沥青浸胶及烘卷云母绝缘不应小于1.3；对环氧粉云母绝缘不应小于1.6。对于容量200MW及以上机组应测量极化指数，极化指数不应小于2.0。

（3）测量定子绕组的直流电阻，应符合下列规定。

1）直流电阻应在冷状态下测量，测量时绕组表面温度与周围空气温度之差应在±3℃

㊀ 进行交流耐压试验前，电机绕组的绝缘应满足本条的要求。
测量水内冷发电机定子绕组绝缘电阻，应在消除剩水影响的情况下进行。
对于汇水管死接地的电机应在无水情况下进行；对汇水管非死接地的电机，应分别测量绕组及汇水管绝缘电阻，绕组绝缘电阻测量时应采用屏蔽法消除水的影响。测量结果应符合制造厂的规定。
交流耐压试验合格的电机，当其绝缘电阻折算至运行温度后（环氧粉云母绝缘的电机在常温下）不低于其额定电压1MΩ/kV时，可不经干燥投入运行。但在投运前不应再拆开端盖进行内部作业。

的范围内。

2）各相或各分支绕组的直流电阻，在校正了由于引线长度不同而引起的误差后，相互间差别不应超过其最小值的2%；与产品出厂时测得的数值换算至同温度下的数值比较，其相对变化也不应大于2%。

（4）定子绕组直流耐压试验和泄漏电流测量，应符合下列规定。

1）试验电压为电机额定电压的3倍。

2）试验电压按每级0.5倍额定电压分阶段升高，每阶段停留1min，并记录泄漏电流；在规定的试验电压下，泄漏电流应符合下列规定。

① 各相泄漏电流的差别不应大于最小值的100%，当最大泄漏电流在20μA以下，根据绝缘电阻值和交流耐压试验结果综合判断为良好时，各相间差值可不考虑。

② 泄漏电流不应随时间延长而增大。

当不符合上述①、②规定之一时，应找出原因，并将其消除。

③ 泄漏电流随电压不成比例地显著增长时，应及时分析。

3）氢冷电机必须在充氢前或排氢后且含氢量在3%以下时进行试验，严禁在置换氢过程中进行试验。

4）水内冷电机试验时，宜采用低压屏蔽法；对于汇水管死接地的电机，现场可不进行该项试验。

（5）定子绕组交流耐压试验所采用的电压，应符合表3-46的规定。现场组装的水轮发电机定子绕组工艺过程中的绝缘交流耐压试验，应按现行国家标准GB/T 8564—2003《水轮发电机组安装技术规范》的有关规定进行。水内冷电机在通水情况下进行试验，水质应合格；氢冷电机必须在充氢前或排氢后且含氢量在3%以下时进行试验，严禁在置换氢过程中进行。大容量发电机交流耐压试验，当工频交流耐压试验设备不能满足要求时，可采用谐振耐压代替。

表3-46　定子绕组交流耐压试验电压

容量/kW	额定电压/V	试验电压/V
10000以下	36以上	$(1000+2U_n)\times0.8$
10000及以上	24000以下	$(1000+2U_n)\times0.8$
10000及以上	24000及以上	与厂家协商

注：U_n为发电机额定电压。

（6）测量转子绕组的绝缘电阻，应符合下列规定。

1）转子绕组的绝缘电阻值不宜低于0.5MΩ。

2）水内冷转子绕组使用500V及以下绝缘电阻表或其他仪器测量，绝缘电阻值不应低于5000Ω。

3）当发电机定子绕组绝缘电阻已符合起动要求，而转子绕组的绝缘电阻值不低于2000Ω时，可允许投入运行。

4）在电机额定转速时超速试验前、后测量转子绕组的绝缘电阻。

5）测量绝缘电阻时采用绝缘电阻表的电压等级：当转子绕组额定电压为200V以上，采用2500V绝缘电阻表；200V及以下，采用1000V绝缘电阻表。

（7）测量转子绕组的直流电阻，应符合下列规定。

1）应在冷状态下进行，测量时绕组表面温度与周围空气温度之差应在±3℃的范围内。测量数值与产品出厂数值换算至同温度下的数值比较，其差值不应超过2%。

2）显极式转子绕组，应对各磁极绕组进行测量；当误差超过规定时，还应对各磁极绕组间的连接点电阻进行测量。

（8）转子绕组交流耐压试验，应符合下列规定。

1）整体到货的显极式转子，试验电压应为额定电压的7.5倍，且不应低于1200V。

2）工地组装的显极式转子，其单个磁极耐压试验应按制造厂规定进行。组装后的交流耐压试验，应符合下列规定。

① 额定励磁电压为500V及以下电压等级，为额定励磁电压的10倍，并不应低于1500V；

② 额定励磁电压为500V以上，为额定励磁电压的2倍加4000V。

3）隐极式转子绕组可以不进行交流耐压试验，可采用2500V绝缘电阻表测量绝缘电阻来代替。

（9）测量发电机和励磁机的励磁回路连同所连接设备[⊖]的绝缘电阻值，不应低于0.5MΩ。回路中有电子元器件设备的，试验时应将插件拔出或将其两端短接。

（10）发电机和励磁机的励磁回路连同所连接设备[⊖]的交流耐压试验，其试验电压应为1000V，或用2500V绝缘电阻表测量绝缘电阻方式代替。水轮发电机的静止晶闸管励磁的试验电压，应按：3.9.2节（8）2）条款的规定进行；回路中有电子元器件设备的，试验时应将插件拔出或将其两端短接。

（11）测量发电机、励磁机的绝缘轴承和转子进水支座的绝缘电阻，应符合下列规定。

1）应在装好油管后，采用1000V绝缘电阻表测量，绝缘电阻值不应低于0.5MΩ。

2）对氢冷发电机应测量内、外挡油盖的绝缘电阻，其值应符合制造厂的规定。

（12）埋入式测温计的检查应符合下列规定。

1）用250V绝缘电阻表测量埋入式测温计的绝缘电阻是否良好。

2）核对测温计指示值，应无异常。

（13）测量灭磁电阻器、自同步电阻器的直流电阻，应与铭牌数值比较，其差值不应超过10%。

（14）测量转子绕组的交流阻抗和功率损耗，应符合下列规定。

1）应在静止状态下的定子膛内、膛外和在超速试验前后的额定转速下分别测量。

2）对于显极式电机，可在膛外对每一磁极绕组进行测量。测量数值相互比较应无明显差别。

3）试验时施加电压的峰值不应超过额定励磁电压值。

无刷励磁机组，当无测量条件时，可以不测。

（15）测量三相短路特性曲线，应符合下列规定。

1）测量的数值与产品出厂试验数值比较，应在测量误差范围以内。

⊖ 不包括发电机转子和励磁机电枢的绝缘电阻测量。

⊖ 不包括发电机转子和励磁机电枢的交流耐压试验。

2）对于发电机变压器组，当发电机本身的短路特性有制造厂出厂试验报告时，可只录取发电机变压器组的短路特性，其短路点应设在变压器高压侧。

（16）测量空载特性曲线，应符合下列规定。

1）测量的数值与产品出厂试验数值比较，应在测量误差范围以内。

2）在额定转速下试验电压的最高值，对于汽轮发电机及调相机应为定子额定电压值的120%，对于水轮发电机应为定子额定电压值的130%，但均不应超过额定励磁电流。

3）当发电机有匝间绝缘时，应进行匝间耐压试验，在定子额定电压值的130%（不超过定子最高电压）下持续5min。

4）对于发电机变压器组，当发电机本身的空载特性及匝间耐压有制造厂出厂试验报告时，可不将发电机从机组拆开做发电机的空载特性，而只做发电机变压器组的整组空载特性，电压加至定子额定电压值的105%。

（17）在发电机空载额定电压下测录发电机定子开路时的灭磁时间常数。对发电机变压器组，可带空载变压器同时进行。

（18）发电机在空载额定电压下自动灭磁装置分闸后测量定子残压。

（19）测量发电机的相序必须与电网相序一致。

（20）测量轴电压，应符合下列规定。

1）分别在空载额定电压时及带负载后测定。

2）汽轮发电机的轴承油膜被短路时，轴承与机座间的电压值应接近于转子两端轴上的电压值。

3）水轮发电机应测量轴对机座的电压。

（21）定子绕组端部固有振动频率测试及模态分析，应符合下列规定。

1）对200MW及以上汽轮发电机进行。

2）发电机冷态下定子绕组端部自振频率及振型：如存在椭圆形振型且自振频率在94～115Hz范围内为不合格。

3）当制造厂已进行过试验，且有出厂试验报告时，可不进行试验。

（22）定子绕组端部现包绝缘施加直流电压测量，应符合下列规定。

1）现场进行发电机端部引线组装的，应在绝缘包扎材料干燥后，施加直流电压测量。

2）定子绕组施加直流电压为发电机额定电压Un。

3）所测表面直流电位应不大于制造厂的规定值。

3.9.3 直流电机

（1）直流电机的试验项目，应包括下列内容。

1）**测量励磁绕组和电枢的绝缘电阻。（4.0.1-1）**

2）测量励磁绕组的直流电阻。

3）测量电枢整流片间的直流电阻。

4）励磁绕组和电枢的交流耐压试验。

5）测量励磁可变电阻器的直流电阻。

6）测量励磁回路连同所有连接设备的绝缘电阻。

7）励磁回路连同所有连接设备的交流耐压试验。

8）**检查电机绕组的极性及其连接的正确性。(4.0.1-8)**

9）**测量并调整电机电刷，使其处在磁场中性位置。(4.0.1-9)**

10）测录直流发电机的空载特性和以转子绕组为负载的励磁机负载特性曲线。

11）直流电动机的空转检查和空载电流测量。

6000kW 以上同步发电机及调相机的励磁机，应按本条全部项目进行试验。其余直流电机按本条第 1）、2）、5）、6）、8）、9）、11）款进行试验。

（2）测量励磁绕组和电枢的绝缘电阻值，不应低于 0.5MΩ。

（3）测量励磁绕组的直流电阻值，与制造厂数值比较，其差值不应大于 2%。

（4）测量电枢整流片间的直流电阻，应符合下列规定。

1）对于叠绕组，可在整流片间测量；对于波绕组，测量时两整流片间的距离等于换向器节距；对于蛙式绕组，要根据其接线的实际情况来测量其叠绕组和波绕组的片间直流电阻；

2）相互间的差值不应超过最小值的 10%，由于均压线或绕组结构而产生的有规律的变化时，可对各相应的片间进行比较判断。

（5）励磁绕组对外壳和电枢绕组对轴的交流耐压试验电压，应为额定电压的 1.5 倍加 750V，并不应小于 1200V。

（6）测量励磁可变电阻器的直流电阻值，与产品出厂数值比较，其差值不应超过 10%。调节过程中应接触良好，无开路现象，电阻值变化应有规律性。

（7）测量励磁回路连同所有连接设备的绝缘电阻值[⊖]不应低于 0.5MΩ。

（8）励磁回路连同所有连接设备的交流耐压试验电压值[⊖]，应为 1000V。或用 2500V 兆欧表测量绝缘电阻方式代替。

（9）检查电机绕组的极性及其连接，应正确。

（10）调整电机电刷的中性位置，应正确，满足良好换向要求。

（11）测录直流发电机的空载特性和以转子绕组为负载的励磁机负载特性曲线，与产品的出厂试验资料比较，应无明显差别。励磁机负载特性宜在同步发电机空载和短路试验时同时测录。

（12）直流电动机的空转检查和空载电流测量，应符合下列规定。

1）空载运转时间一般不小于 30min，电刷与换向器接触面应无明显火花。

2）记录直流电机的空转电流。

3.9.4 中频发电机

（1）中频发电机的试验项目，应包括下列内容。

1）测量绕组的绝缘电阻。

2）测量绕组的直流电阻。

3）绕组的交流耐压试验。

4）测录空载特性曲线。

⊖ 不包括励磁调节装置回路的绝缘电阻测量。

⊖ 不包括励磁调节装置回路的交流耐压试验。

5）测量相序。

6）测量检温计绝缘电阻并检查是否完好。

（2）测量绕组的绝缘电阻值，不应低于0.5MΩ。

（3）测量绕组的直流电阻，应符合下列规定。

1）各相或各分支的绕组直流电阻值，与出厂数值比较，相互差别不应超过2%。

2）励磁绕组直流电阻值与出厂数值比较，应无明显差别。

（4）绕组的交流耐压试验电压值，应为出厂试验电压值的75%。

（5）测录空载特性曲线，应符合下列规定。

1）试验电压最高升至产品出厂试验数值为止，所测得的数值与出厂数值比较，应无明显差别。

2）永磁式中频发电机只测录发电机电压与转速的关系曲线，所测得的曲线与制造厂出厂数值比较，应无明显差别。

（6）测量相序。发电机出线端子标号应与相序一致。

（7）测量检温计绝缘电阻并校验温度误差，应符合下列规定。

1）采用250V绝缘电阻表测量检温计绝缘电阻。

2）检温计误差应不超过制造厂的规定。

3.9.5 交流电动机

（1）交流电动机的试验项目，应包括下列内容。

1）**测量绕组的绝缘电阻和吸收比。（6.0.1-1）**

2）测量绕组的直流电阻。

3）定子绕组的直流耐压试验和泄漏电流测量。

4）定子绕组的交流耐压试验。

5）绕线式电动机转子绕组的交流耐压试验。

6）同步电动机转子绕组的交流耐压试验。

7）测量可变电阻器、起动电阻器、灭磁电阻器的绝缘电阻。

8）测量可变电阻器、起动电阻器、灭磁电阻器的直流电阻。

9）测量电动机轴承的绝缘电阻。

10）检查定子绕组极性及其连接的正确性。

11）电动机空载转动检查和空载电流测量。

电压1000V以下且容量为100kW以下的电动机，可按本条第1）、7）、10）、11）款进行试验。

（2）测量绕组的绝缘电阻[⊖]和吸收比，应符合下列规定。

1）额定电压为1000V以下，常温下绝缘电阻值不应低于0.5MΩ。额定电压为1000V及以上，折算至运行温度时的绝缘电阻值，定子绕组不应低于1MΩ/kV，转子绕组不应低于

⊖ 进行交流耐压试验时，绕组的绝缘应满足本条的要求。
交流耐压试验合格的电动机，当其绝缘电阻折算至运行温度后（环氧粉云母绝缘的电动机在常温下）不低于其额定电压1MΩ/kV时，可不经干燥投入运行。但在投运前不应再拆开端盖进行内部作业。

0.5MΩ/kV。绝缘电阻温度换算可按本标准附录 B 的规定进行。

2）1000V 及以上的电动机应测量吸收比。吸收比不应低于 1.2，中性点可拆开的应分相测量。

（3）测量绕组的直流电阻，应符合下述规定。

1000V 以上或容量 100kW 以上的电动机各相绕组直流电阻值相互差别不应超过其最小值的 2%，中性点未引出的电动机可测量线间直流电阻，其相互差别不应超过其最小值的 1%。

（4）定子绕组直流耐压试验和泄漏电流测量，应符合下述规定。

1000V 以上及 1000kW 以上、中性点连线已引出至出线端子板的定子绕组应分相进行直流耐压试验。试验电压为定子绕组额定电压的 3 倍。在规定的试验电压下，各相泄漏电流的差值不应大于最小值的 100%。当最大泄漏电流在 20μA 以下时，各相间应无明显差别。试验时的注意事项，应符合 3.9.2 节（4）条款的有关规定。中性点连线未引出的不进行此项试验。

（5）定子绕组的交流耐压试验电压，应符合表 3-47 的规定。

表 3-47　电动机定子绕组交流耐压试验电压

额定电压/kV	3	6	10
试验电压/kV	5	10	16

（6）绕线式电动机的转子绕组交流耐压试验电压，应符合表 3-48 的规定。

表 3-48　绕线式电动机转子绕组交流耐压试验电压

转 子 工 况	试验电压/V
不可逆的	$1.5U_k+750$
可逆的	$3.0U_k+750$

注：U_k为转子静止时，在定子绕组上施加额定电压，转子绕组开路时测得的电压。

（7）同步电动机转子绕组的交流耐压试验电压值为额定励磁电压的 7.5 倍，且不应低于 1200V，但不应高于出厂试验电压值的 75%。

（8）可变电阻器、起动电阻器、灭磁电阻器的绝缘电阻，当与回路一起测量时，绝缘电阻值不应低于 0.5 MΩ。

（9）测量可变电阻器、起动电阻器、灭磁电阻器的直流电阻值，与产品出厂数值比较，其差值不应超过 10%。调节过程中应接触良好，无开路现象，电阻值的变化应有规律性。

（10）测量电动机轴承的绝缘电阻，当有油管路连接时，应在油管安装后，采用 1000V 绝缘电阻表测量，绝缘电阻值不应低于 0.5 MΩ。

（11）检查定子绕组的极性及其连接应正确。中性点未引出者可不检查极性。

（12）电动机空载转动检查的运行时间为 2h，并记录电动机的空载电流。当电动机与其机械部分的连接不易拆开时，可连在一起进行空载转动检查试验。

3.9.6 电力变压器

（1）电力变压器的试验项目，应包括下列内容[⊖]。

1）绝缘油试验或 SF_6 气体试验。

2）**测量绕组连同套管的直流电阻。(7.0.1-2)**

3）**检查所有分接头的电压比。(7.0.1-3)**

4）**检查变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性。(7.0.1-4)**

5）测量与铁心绝缘的各紧固件（连接片可拆开者）及铁心（有外引接地线的）绝缘电阻。

6）非纯瓷套管的试验。

7）有载调压切换装置的检查和试验。

8）**测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数。(7.0.1-8)**

9）测量绕组连同套管的介质损耗角正切值 $\tan\delta$。

10）测量绕组连同套管的直流泄漏电流。

11）变压器绕组变形试验。

12）绕组连同套管的交流耐压试验。

13）绕组连同套管的长时感应电压试验带局部放电试验。

14）额定电压下的冲击合闸试验。

15）检查相位。

16）测量噪声。

（2）油浸式变压器中绝缘油及 SF_6 气体绝缘变压器中 SF_6 气体的试验，应符合下列规定。

1）绝缘油的试验类别应符合表 3-70 的规定；试验项目及标准应符合本标准中表 3-69 的规定。

2）油中溶解气体的色谱分析，应符合下述规定：电压等级在 66kV 及以上的变压器，应在注油静置后、耐压和局部放电试验 24h 后、冲击合闸及额定电压下运行 24h 后，各进行一次变压器器身内绝缘油的油中溶解气体的色谱分析。试验应按现行国家标准 GB/T 7252—2001《变压器油中溶解气体分析和判断导则》进行。各次测得的氢、乙炔、总烃含量，应无明显差别。新装变压器油中 H2 与烃类气体含量（μL/L）任一项不宜超过下列数值：总烃：20；H_2：10；C_2H_2：0。

3）油中微量水分的测量，应符合下述规定：变压器油中的微量水分含量，对电压等级为 110kV 的，不应大于 20mg/L；220kV 的，不应大于 15mg/L ；330～500kV 的，不应大于

⊖ 除条文内规定的原因外，各类变压器试验项目应按下列规定进行。

① 容量为 1600kVA 及以下油浸式电力变压器的试验，可按本条的第 1）、2）、3）、4）、5）、6）、7）、8）、12）、14）、15）款的规定进行；

② 干式变压器的试验，可按本条的第 2）、3）、4）、5）、7）、8）、12）、14）、15）款的规定进行；

③ 变流、整流变压器的试验，可按本条的第 1）、2）、3）、4）、5）、7）、8）、12）、14）、15）款的规定进行；

④ 电炉变压器的试验，可按本条的第 1）、2）、3）、4）、5）、6）、7）、8）、12）、14）、15）款的规定进行；

⑤ 穿芯式电流互感器、电容型套管应分别按第 3.9.8 节、3.9.15 节的试验项目进行试验；

⑥ 分体运输、现场组装的变压器应由订货方见证所有出厂试验项目，现场试验按本标准执行。

10mg/L。

4）油中含气量的测量，应符合下述规定：电压等级为 330 ~ 500kV 的变压器，按照规定时间静置后取样测量油中的含气量，其值不应大于 1%（体积分数）。

5）对 SF_6 气体绝缘的变压器应进行 SF_6 气体含水量检验及检漏：SF_6 气体含水量（20℃的体积分数）一般不大于 250μL/L。变压器应无明显泄漏点。

（3）测量绕组连同套管的直流电阻，应符合下列规定。

1）测量应在各分接头的所有位置上进行。

2）1600kV·A 及以下容量等级三相变压器，各相测得值的相互差值应小于平均值的 4%，线间测得值的相互差值应小于平均值的 2%；1600kV·A 以上三相变压器，各相测得值的相互差值应小于平均值的 2%；线间测得值的相互差值应小于平均值的 1%。

3）变压器的直流电阻，与同温下产品出厂实测数值比较，相应变化不应大于 2%；不同温度下电阻值按照式 3.9.6-1 换算。

$$R_2 = R_1 \cdot \frac{T + t_2}{T + t_1} \tag{3.9.6-1}$$

式中 R_1、R_2——分别为温度在 t_1、t_2（℃）时的电阻值（Ω）；

T——计算用常数，铜导线取 235，铝导线取 225。

4）由于变压器结构等原因，差值超过本条 2）款时，可只按本条 3）款进行比较，但应说明原因。

（4）检查所有分接头的电压比，与制造厂铭牌数据相比应无明显差别[⊖]，且应符合电压比的规律；电压等级在 220kV 及以上的电力变压器，其电压比的允许误差在额定分接头位置时为 ±0.5%。

（5）检查变压器的三相接线组别和单相变压器引出线的极性，必须与设计要求及铭牌上的标记和外壳上的符号相符。

（6）测量与铁心绝缘的各紧固件（连接片可拆开者）及铁心（有 外引接地线的）绝缘电阻，应符合下列规定。

1）进行器身检查的变压器，应测量可接触到的穿芯螺栓、轭铁夹件及绑扎钢带对铁轭、铁心、油箱及绕组压环的绝缘电阻。当轭铁梁及穿芯螺栓一端与铁心连接时，应将连接片断开后进行试验。

2）不进行器身检查的变压器或进行器身检查的变压器所有安装工作结束后应进行铁心和夹件（有外引接地线的）的绝缘电阻测量。

3）铁心必须为一点接地；对变压器上有专用的铁心接地线引出套管时，应在注油前测量其对外壳的绝缘电阻。

4）采用 2500V 绝缘电阻表测量，持续时间为 1min，应无闪络及击穿现象。

（7）非纯瓷套管的试验，应按 3.9.15 节的规定进行。

⊖ “无明显差别”可按如下考虑：

① 电压等级在 35kV 以下，电压比小于 3 的变压器电压比允许偏差不超过 ±1%；

② 其他所有变压器额定分接下电压比允许偏差不超过 ±0.5%；

③ 其他分接的电压比应在变压器阻抗电压值（%）的 1/10 以内，但不得超过 ±1%。

（8）有载调压切换装置的检查和试验，应符合下列规定。

1）变压器带电前应进行有载调压切换装置切换过程试验，检查切换开关切换触头的全部动作顺序，测量过渡电阻阻值和切换时间。测得的过渡电阻阻值、三相同步偏差、切换时间的数值、正反向切换时间偏差均符合制造厂技术要求。由于变压器结构及接线原因无法测量的，不进行该项试验。

2）在变压器无电压下，手动操作不少于2个循环、电动操作不少于5个循环。其中电动操作时电源电压为额定电压的85%及以上。操作无卡涩、连动程序，电气和机械限位正常。

3）循环操作后进行绕组连同套管在所有分接下直流电阻和电压比的测量，试验结果应符合本节（3）和（4）条款的要求。

4）在变压器带电条件下进行有载调压开关电动操作，动作应正常。操作过程中，各侧电压应在系统电压允许范围内。

5）绝缘油注入切换开关油箱前，其击穿电压应符合表3-69的规定。

（9）测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数，应符合下列规定。

1）绝缘电阻值不低于产品出厂试验值的70%。

2）当测量温度与产品出厂试验时的温度不符合时，可按表3-49换算到同一温度时的数值进行比较。

表3-49　油浸式电力变压器绝缘电阻的温度换算系数

温度差/K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
换算系数/A	1.2	1.5	1.8	2.3	2.8	3.4	4.1	5.1	6.2	7.5	9.2	11.2

注：1. 表中K为实测温度减去20℃的绝对值。

2. 测量温度以上层油温为准。

当测量绝缘电阻的温度差不是表中所列数值时，其换算系数A可用线性插入法确定，也可按下述公式计算：

$$A = 1.5^{K/10} \tag{3.9.6-2}$$

校正到20℃时的绝缘电阻值可用下述公式计算：

当实测温度为20℃以上时：

$$R_{20} = AR_t \tag{3.9.6-3}$$

当实测温度为20℃以下时：

$$R_{20} = R_t/A \tag{3.9.6-4}$$

式中　R_{20}——校正到20℃时的绝缘电阻值（MΩ）；

R_t——在测量温度下的绝缘电阻值（MΩ）。

3）变压器电压等级为35kV及以上，且容量在4000kV·A及以上时，应测量吸收比。吸收比与产品出厂值相比应无明显差别，在常温下应不小于1.3；当R_{60s}大于3000MΩ时，吸收比可不做考核要求。

4）变压器电压等级为220kV及以上且容量为120MV·A及以上时，宜用5000V绝缘电阻表测量极化指数。测得值与产品出厂值相比应无明显差别，在常温下不小于1.3；当R_{60s}大于10000MΩ时，极化指数可不做考核要求。

（10）测量绕组连同套管的介质损耗角正切值 tanδ，应符合下列规定。

1）当变压器电压等级为 35kV 及以上且容量在 8000kV · A 及以上时，应测量介质损耗角正切值 tanδ。

2）被测绕组的 tanδ 值不应大于产品出厂试验值的 130%。

3）当测量时的温度与产品出厂试验温度不符合时，可按表 3-50 换算到同一温度时的数值进行比较。

表 3-50　介质损耗角正切值 tgδ（%）温度换算系数

温度差/K	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
换算系数 A	1.15	1.3	1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.9	3.3	3.7

注：1. 表中 K 为实测温度减去 20℃的绝对值；
2. 测量温度以上层油温为准；
3. 进行较大的温度换算且试验结果超过 2）条规定时，应进行综合分析判断。

当测量时的温度差不是表中所列数值时，其换算系数 A 可用线性插入法确定，也可按下述公式计算：

$$A = 1.3^{K/10} \tag{3.9.6-5}$$

校正到 20℃ 时的介质损耗角正切值可用下述公式计算：

当测量温度在 20℃以上时，

$$\tan\delta_{20} = \tan\delta_t / A \tag{3.9.6-6}$$

当测量温度在 20℃ 以下时：

$$\tan\delta_{20} = A \tan\delta_t \tag{3.9.6-7}$$

式中 $\tan\delta_{20}$——校正到 20℃ 时的介质损耗角正切值；

$\tan\delta_t$——在测量温度下的介质损耗角正切值。

（11）测量绕组连同套管的直流泄漏电流，应符合下列规定。

1）当变压器电压等级为 35kV 及以上，且容量在 8000kV · A 及以上时，应测量直流泄漏电流。

2）试验电压标准应符合表 3-51 的规定。当施加试验电压达 1min 时，在高压端读取泄漏电流。泄漏电流值不宜超过本标准附录 D 的规定。

表 3-51　油浸式电力变压器直流泄漏试验电压标准

绕组额定电压/kV	6～10	20～35	63～330	500
直流试验电压/kV	10	20	40	60

注：1. 绕组额定电压为 13.8kV 及 15.75kV 时，按 10kV 级标准；18kV 时，按 20kV 级标准；
2. 分级绝缘变压器仍按被试绕组电压等级的标准。

（12）变压器绕组变形试验，应符合下列规定。

1）对于 35kV 及以下电压等级变压器，宜采用低电压短路阻抗法。

2）对于 66kV 及以上电压等级变压器，宜采用频率响应法测量绕组特征图谱。

（13）绕组连同套管的交流耐压试验，应符合下列规定。

1）容量为 8000kV · A 以下、绕组额定电压在 110kV 以下的变压器，线端试验应按

表 3-52 进行交流耐压试验。

2）容量为 8000kV·A 及以上、绕组额定电压在 110kV 以下的变压器，在有试验设备时，可按表 3-52 试验电压标准，进行线端交流耐压试验。

3）绕组额定电压为 110kV 及以上的变压器，其中性点应进行交流耐压试验，试验耐受电压标准为出厂试验电压值的 80%（见表 3-53）。

表 3-52　电力变压器和电抗器交流耐压试验电压标准　（单位：kV）

系统标称电压	设备最高电压	交流耐压	
		油浸式电力变压器和电抗器	干式电力变压器和电抗器
<1	≤1.1	—	2.5
3	3.6	14	8.5
6	7.2	20	17
10	12	28	24
15	17.5	36	32
20	24	44	43
35	40.5	68	60
66	72.5	112	—
110	126	160	—
220	252	（288）316	—
330	363	（368）408	—
500	550	（504）544	—

注：1. 表中变压器试验电压是根据现行国家标准 GB 1094.3—2003《电力变压器　第 3 部分：绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙》规定的出厂试验电压乘以 0.8 制定的。

2. 干式变压器出厂试验电压是根据现行国家标准 GB 1094.11—2007《电力变压器　第 11 部分：干式变压器》规定的出厂试验电压乘以 0.8 制定的。

表 3-53　额定电压 110kV 及以上的电力变压器中性点交流耐压试验电压标准　（单位：kV）

系统标称电压	设备最高电压	中性点接地方式	出厂交流耐受电压	交流耐受电压
110	126	不直接接地	95	76
220	252	直接接地	85	68
		不直接接地	200	160
330	363	直接接地	85	68
		不直接接地	230	184
500	550	直接接地	85	68
		经小阻抗接地	140	112

4）交流耐压试验可以采用外施工频电压试验的方法，也可采用感应电压试验的方法。

试验电压波形尽可能接近正弦，试验电压值为测量电压的峰值除以$\sqrt{2}$，试验时应在高压端监测。

外施交流电压试验电压的频率应为45～65Hz，全电压下耐受时间为60s。

感应电压试验时，为防止铁心饱和及励磁电流过大，试验电压的频率应适当大于额定频率。除非另有规定，当试验电压频率等于或小于2倍额定频率时，全电压下试验时间为60s；当试验电压频率大于2倍额定频率时，全电压下试验时间为120×额定频率/试验频率（s），但不少于15s。（3.9.6-8）

（14）绕组连同套管的长时感应电压试验带局部放电测量（ACLD）：电压等级220kV及以上，在新安装时，必须进行现场局部放电试验。对于电压等级为110kV的变压器，当对绝缘有怀疑时，应进行局部放电验。

局部放电试验方法及判断方法，均按现行国家标准GB 1094.3—2003《电力变压器　第3部分：绝缘水平、绝缘试和外绝缘空气间隙》中的有关规定进行。

（15）在额定电压下对变压器的冲击合闸试验，应进行5次，每次间隔时间宜为5min，应无异常现象；冲击合闸宜在变压器高压侧进行；对中性点接地的电力系统，试验时变压器中性点必须接地；发电机变压器组中间连接无操作断开点的变压器，可不进行冲击合闸试验。无电流差动保护的干式变压器可冲击3次。

（16）检查变压器输出电压的相位必须与电网相位一致。

（17）电压等级为500kV的变压器的噪声，应在额定电压及额定频率下测量，噪声值不应大于80dB（A），其测量方法和要求应按现行国家标准GB/T 1094.10—2003《电力变压器第10部分：声级测定》的规定进行。

3.9.7　电抗器及消弧线圈

（1）电抗器及消弧线圈的试验项目[⊖]，应包括下列内容。

1）测量绕组连同套管的直流电阻。

2）**测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数。（8.0.1-2）**

3）测量绕组连同套管的介质损耗角正切值tanδ。

4）测量绕组连同套管的直流泄漏电流。

5）绕组连同套管的交流耐压试验。

6）测量与铁心绝缘的各紧固件的绝缘电阻。

7）绝缘油的试验。

8）非纯瓷套管的试验。

9）额定电压下冲击合闸试验。

⊖ ① 干式电抗器的试验项目可按本条第1）、2）、5）、9）款规定进行；

② 消弧线圈的试验项目可按本条第1）、2）、5）、6）款规定进行；对35kV及以上油浸式消弧线圈应增加第3）、4）、7）、8）款；

③ 油浸式电抗器的试验项目可按本条第1）、2）、5）、6）、7）、9）款规定进行；对35kV及以上电抗器应增加第3）、4）、8）、10）、11）、12）款。

10）测量噪声。

11）测量箱壳的振动。

12）测量箱壳表面的温度。

（2）测量绕组连同套管的直流电阻，应符合下列规定。

1）测量应在各分接头的所有位置上进行。

2）实测值与出厂值的变化规律应一致。

3）三相电抗器绕组直流电阻值相互间差值不应大于三相平均值的2%。

4）电抗器和消弧线圈的直流电阻，与同温下产品出厂值比较相应变化不应大于2%。

（3）测量绕组连同套管的绝缘电阻、吸收比或极化指数，应符合3.9.6节（9）条款的规定。

（4）测量绕组连同套管的介质损耗角正切值tanδ，应符合3.9.6节（10）条款的规定。

（5）测量绕组连同套管的直流泄漏电流，应符合3.9.6节（11）条款的规定。

（6）绕组连同套管的交流耐压试验，应符合下列规定。

1）额定电压在110kV以下的消弧线圈、干式或油浸式电抗器均应进行交流耐压试验，试验电压应符合本标准表3-52的规定。

2）对分级绝缘的耐压试验电压标准，应按接地端或其末端绝缘的电压等级来进行。

（7）测量与铁心绝缘的各紧固件的绝缘电阻，应符合3.9.6节（6）条款的规定。

（8）绝缘油的试验，应符合3.9.19节（1）和（2）条款的规定。

（9）非纯瓷套管的试验，应符合本标准3.9.15节的规定。

（10）在额定电压下，对变电所及线路的并联电抗器连同线路的冲击合闸试验，应进行5次，每次间隔时间为5min，应无异常现象。

（11）测量噪声应符合3.9.6节（17）条款的规定。

（12）电压等级为500kV的电抗器，在额定工况下测得的箱壳振动振幅双峰值不应大于100μm。

（13）电压等级为330～500kV的电抗器，应测量箱壳表面的温度，温升不应大于65℃。

3.9.8 互感器

（1）互感器的试验项目[⊖]，应包括下列内容。

1）**测量绕组的绝缘电阻。(9.0.1-1)**

2）测量35kV及以上电压等级互感器的介质损耗角正切值tanδ。

3）局部放电试验。

4）交流耐压试验。

5）绝缘介质性能试验。

6）测量绕组的直流电阻。

7）**检查接线组别和极性。(9.0.1-7)**

8）**误差测量。(9.0.1-8)**

⊖ 六氟化硫（SF_6）封闭式组合电器中的电流互感器和套管式电流互感器的试验，应按本条的第1）、6）、7）、8）、9）款规定进行。

9）测量电流互感器的励磁特性曲线。

10）测量电磁式电压互感器的励磁特性。

11）电容式电压互感器（CVT）的检测。

12）密封性能检查。

13）测量铁心夹紧螺栓的绝缘电阻。

（2）测量绕组的绝缘电阻，应符合下列规定。

1）测量一次绕组对二次绕组及外壳、各二次绕组间及其对外壳的绝缘电阻；绝缘电阻不宜低于1000MΩ。

2）测量电流互感器一次绕组段间的绝缘电阻，绝缘电阻不宜低于1000MΩ，但由于结构原因而无法测量时可不进行。

3）测量电容式电流互感器的末屏及电压互感器接地端（N）对外壳（地）的绝缘电阻，绝缘电阻值不宜小于1000MΩ。若末屏对地绝缘电阻小于1000MΩ时，应测量其tanδ。

4）绝缘电阻测量应使用2500V绝缘电阻表。

（3）电压等级为35kV及以上互感器的介质损耗角正切值tanδ测量应符合如下规定。

1）互感器的绕组tanδ测量电压应在10kV测量，tanδ不应大于表3-54中数据。当对绝缘有怀疑时，可采用高压法进行试验，在（0.5～1）$U_m/\sqrt{3}$范围内进行，tanδ变化量不应大于0.2%，电容变化量不应大于0.5%。

2）末屏tanδ测量电压为2kV。

本条主要适用于油浸式互感器。SF_6气体绝缘和环氧树脂绝缘结构互感器不适用，注硅脂等干式互感器可以参照执行。

表3-54　tanδ（%）限值

种类 \ 额定电压/kV	20～35	66～110	220	330～500
油浸式电流互感器	2.5	0.8	0.6	0.5
充硅脂及其他干式电流互感器	0.5	0.5	0.5	—
油浸式电压互感器绕组	3	2.5		—
串级式电压互感器支架	—	6		—
油浸式电流互感器末屏	—	2		

注：电压互感器整体及支架介损受环境条件（特别是相对湿度）影响较大，测量时要加以考虑。

（4）互感器的局部放电测量，应符合下列规定：

1）局部放电测量宜与交流耐压试验同时进行。

2）电压等级为35～110kV互感器的局部放电测量可按10%进行抽测，若局部放电量达不到规定要求应增大抽测比例。

3）电压等级为220kV及以上互感器在绝缘性能有怀疑时宜进行局部放电测量。

4）局部放电测量时，应在高压侧（包括电压互感器感应电压）监测施加的一次电压。

5）局部放电测量的测量电压及视在放电量应满足表3-55中的规定。

表 3-55　允许的视在放电量水平

种　　类			测量电压/kV	允许的视在放电量水平（pC）	
				环氧树脂及其他干式	油浸式和气体式
电流互感器			$1.2U_m/\sqrt{3}$	50	20
			$1.2U_m$（必要时）	100	50
电压互感器	≥66kV		$1.2U_m/\sqrt{3}$	50	20
			$1.2U_m$（必要时）	100	50
	35kV	全绝缘结构	$1.2\ U_m/\sqrt{3}$	100	50
			$1.2U_m$（必要时）	50	20
		半绝缘结构（一次绕组一端直接接地）	$1.2U_m/\sqrt{3}$	50	20
			$1.2U_m$（必要时）	100	50

（5）互感器交流耐压试验，应符合下列规定。

1）应按出厂试验电压的 80% 进行。

2）电磁式电压互感器（包括电容式电压互感器的电磁单元）在遇到铁心磁密较高的情况下，宜按下列规定进行感应耐压试验。

① 感应耐压试验电压应为出厂试验电压的 80%；

② 试验电源频率和试验电压时间参照 3.9.6 节（13）条 4）内容规定执行；

③ 感应耐压试验前后，应各进行一次额定电压时的空载电流测量，两次测得值相比不应有明显差别；

④ 电压等级为 66kV 及以上的油浸式互感器，感应耐压试验前后，应各进行一次绝缘油的色谱分析，两次测得值相比不应有明显差别；

⑤ 感应耐压试验时，应在高压端测量电压值；

⑥ 对电容式电压互感器的中间电压变压器进行感应耐压试验时，应将分压电容拆开。由于产品结构原因现场无条件拆开时，可不进行感应耐压试验。

3）电压等级为 220kV 以上的 SF_6 气体绝缘互感器（特别是电压等级为 500kV 的互感器）宜在安装完毕的情况下进行交流耐压试验。

4）二次绕组之间及其对外壳的工频耐压试验电压标准应为 2kV。

5）电压等级为 110kV 及以上的电流互感器末屏及电压互感器接地端（N）对地的工频耐压试验电压标准，应为 3kV。

（6）绝缘介质性能试验，对绝缘性能有怀疑的互感器，应检测绝缘介质性能，并符合下列规定。

1）绝缘油的性能应符合表 3-69 和表 3-70 的要求。

2）SF_6 气体的性能应符合如下要求：SF_6 气体充入设备 24h 后取样，SF_6 气体水分含量不得大于 250μL/L（20℃ 体积分数）。

3）电压等级在 66kV 以上的油浸式互感器，应进行油中溶解气体的色谱分析。油中溶解气体组分含量（μL/L）不宜超过下列任一值，总烃为 10，H_2 为 50，C_2H_2 为 0。

（7）绕组直流电阻测量，应符合下列规定。

1）电压互感器：一次绕组直流电阻测量值，与换算到同一温度下的出厂值比较，相差

不宜大于10%。二次绕组直流电阻测量值，与换算到同一温度下的出厂值比较，相差不宜大于15%。

2）电流互感器：同型号、同规格、同批次电流互感器一、二次绕组的直流电阻和平均值的差异不宜大于10%。当有怀疑，应提高施加的测量电流，测量电流（直流值）一般不宜超过额定电流（方均根值）的50%。

（8）检查互感器的接线组别和极性，必须符合设计要求，并应与铭牌和标志相符。

（9）互感器误差测量应符合下列规定。

1）用于关口计量的互感器（包括电流互感器、电压互感器和组合互感器）必须进行误差测量，且进行误差检测的机构（实验室）必须是国家授权的法定计量检定机构。

2）用于非关口计量，电压等级为35kV及以上的互感器，宜进行误差测量。

3）用于非关口计量，电压等级为35kV以下的互感器，检查互感器变比，应与制造厂铭牌值相符，对多抽头的互感器，可只检查使用分接头的变比。

4）非计量用绕组应进行变比检查。

（10）当继电保护对电流互感器的励磁特性有要求时，应进行励磁特性曲线试验。当电流互感器为多抽头时，可使用抽头或最大抽头测量。测量后核对是否符合产品要求。

（11）电磁式电压互感器的励磁曲线测量，应符合下列要求。

1）用于励磁曲线测量的仪表为方均根值表，若发生测量结果与出厂试验报告和型式试验报告有较大出入（>30%）时，应核对使用的仪表种类是否正确。

2）一般情况下，励磁曲线测量点为额定电压的20%、50%、80%、100%和120%。对于中性点直接接地的电压互感器（N端接地），电压等级为35kV及以下电压等级的电压互感器最高测量点为190%；电压等级为66kV及以上的电压互感器最高测量点为150%。

3）对于额定电压测量点（100%），励磁电流不宜大于其出厂试验报告和型式试验报告的测量值的30%，同批同型号、同规格电压互感器此点的励磁电流不宜相差30%。

（12）电容式电压互感器（CVT）检测，应符合下列规定。

1）CVT电容分压器电容量和介质损耗角tanδ的测量结果：电容量与出厂值比较其变化量超过-5%或10%时要引起注意，tanδ不应大于0.5%；条件许可时测量单节电容器在10kV至额定电压范围内，电容量的变化量大于1%时判为不合格。

2）CVT电磁单元因结构原因不能将中压连线引出时，必须进行误差试验，若对电容分压器绝缘有怀疑时，应打开电磁单元引出中压连线进行额定电压下的电容量和介质损耗角tanδ的测量。

3）CVT误差试验应在支架（柱）上进行。

4）如果电磁单元结构许可，电磁单元检查包括中间变压器的励磁曲线测量、补偿电抗器感抗测量、阻尼器和限幅器的性能检查，交流耐压试验参照电磁式电压互感器，施加电压按出厂试验的80%执行。

（13）密封性能检查，应符合下列规定。

1）油浸式互感器外表应无可见油渍现象。

2）SF_6气体绝缘互感器定性检漏无泄漏点，有怀疑时进行定量检漏，年泄漏率应小于1%。

（14）测量铁心夹紧螺栓的绝缘电阻，应符合下列规定。

1）在做器身检查时，应对外露的或可接触到的铁心夹紧螺栓进行测量。

2）采用 2500V 绝缘电阻表测量，试验时间为 1min，应无闪络及击穿现象。

3）穿芯螺栓一端与铁心连接者，测量时应将连接片断开，不能断开的可不进行测量。

3.9.9 油断路器

（1）油断路器的试验项目，应包括下列内容。

1）测量绝缘电阻；

2）测量 35kV 多油断路器的介质损耗角正切值 tanδ；

3）测量 35kV 以上少油断路器的直流泄漏电流；

4）交流耐压试验；

5）测量每相导电回路的电阻；

6）测量油断路器的分、合闸时间；

7）测量油断路器的分、合闸速度；

8）测量油断路器主触头分、合闸的同期性；

9）测量油断路器合闸电阻的投入时间及电阻值；

10）测量油断路器分、合闸线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻及直流电阻；

11）油断路器操动机构的试验；

12）断路器均压电容器试验；

13）绝缘油试验；

14）压力表及压力动作阀的检查。

（2）测量绝缘电阻值应符合下列规定。

1）整体绝缘电阻值测量，应参照制造厂规定；

2）绝缘拉杆的绝缘电阻值，在常温下不应低于表 3-56 的规定。

表 3-56 绝缘拉杆的绝缘电阻标准

额定电压/kV	3～15	20～35	63～220	330～500
绝缘电阻值/MΩ	1200	3000	6000	10000

（3）测量 35kV 多油断路器的介质损耗角正切值 tanδ，应符合下列规定。

1）在 20℃ 时测得的 tanδ 值，对 DW2、DW8 型油断路器，不应大于表 3-63 中相应套管的 tanδ（%）值增加 2 后的数值；对 DW1 型油断路器，不应大于表 3-63 中相应套管的 tanδ（%）值增加 3 后的数值。

2）应在分闸状态下测量每只套管的 tanδ。当测得值超过标准时，应卸下油箱后进行分解试验，此时测得的套管的 tanδ（%）值，应符合表 3-63 的规定。

（4）35kV 以上少油断路器的支柱瓷套连同绝缘拉杆，以及灭弧室每个断口的直流泄漏电流试验电压应为 40kV，并在高压侧读取 1min 时的泄漏电流值，测得的泄漏电流值不应大于 10μA；220kV 及以上的，泄漏电流值不宜大于 5μA。

（5）断路器的交流耐压试验应在分、合闸状态下分别进行，试验电压按照表 3-57 规定执行。

表 3-57　断路器的交流耐压试验标准

额定电压/kV	最高工作电压/kV	1min 工频耐受电压峰值/kV			
		相　对　地	相　　间	断路器断口	隔 离 断 口
3	3.6	25	25	25	27
6	7.2	32	32	32	36
10	12	42	42	42	49
35	40.5	95	95	95	118
66	72.5	155	155	155	197
110	126	200	200	200	225
		230	230	230	265
220	252	360	360	360	415
		395	395	395	460
330	363	460	460	520	520
		510	510	580	580
500	550	630	630	790	790
		680	680	790	790
		740	740	790	790

注：1. 本表数据引自《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》DL/T 593—2006；
2. 设备无特殊规定时，采用最高一级试验电压。

（6）测量每相导电回路电阻，应符合下列规定。

1）用电流不小于 100A 的直流压降法测量，电阻值应符合产品技术条件的规定。

2）主触头与灭弧触头并联的断路器，应分别测量其主触头和灭弧触头导电回路的电阻值。

（7）测量断路器的分、合闸时间应在产品额定操作电压、液压下进行，实测数值应符合产品技术条件的规定。

（8）测量断路器分、合闸速度，应符合下列规定。

1）测量应在产品额定操作电压、液压下进行，实测数值应符合产品技术条件的规定；产品无要求时，可不进行。

2）电压等级在 15kV 及以下电压等级的断路器，除发电机出线断路器和与发电机主母线相连的断路器、主变压器出线断路器应进行速度测量外，其余的可不进行。

（9）测量断路器主触头的三相或同相各断口分、合闸的同期性，应符合产品技术条件的规定。

（10）测量断路器合闸电阻的投入时间及电阻值，应符合产品技术条件的规定。

（11）测量断路器分、合闸线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻值不应低于 10MΩ，直流电阻值与产品出厂试验值相比应无明显差别。

（12）断路器操动机构的试验，应符合下列规定。

1）合闸操作。

① 操作电压、液压在表 3-58 范围内时，操动机构应可靠动作；

表 3-58　断路器操动机构合闸操作试验电压、液压范围

电　　压		液　　压
直　　流	交　　流	
（85% ~110%）U_n	（85% ~110%）U_n	按产品规定的最低及最高值

注：对电磁机构，当断路器关合电流峰值小于50kA时，直流操作电压范围为（80% ~110%）U_n。U_n 为额定电源电压。

② 弹簧、液压操动机构的合闸线圈以及电磁操动机构的合闸接触器的动作要求，均应符合上述的规定。

2）脱扣操作。

① 直流或交流的分闸电磁铁，在其线圈端钮处测得的电压大于额定值的65%时，应可靠地分闸；当此电压小于额定值的30%时，不应分闸；

② 附装失压脱扣器的，其动作特性应符合表3-59的规定；

表 3-59　附装失压脱扣器的脱扣试验

电源电压与额定电源电压的比值	小于 35%①	大于 65%	大于 85%
失压脱扣器的工作状态	铁心应可靠地释放	铁心不得释放	铁心应可靠地吸合

① 当电压缓慢下降至规定比值时，铁心应可靠地释放。

③ 附装过电流脱扣器的，其额定电流规定不小于2.5A，脱扣电流的等级范围及其准确度，应符合表3-60的规定。

表 3-60　附装过电流脱扣器的脱扣试验

过电流脱扣器的种类	延时动作的	瞬时动作的
脱扣电流等级范围/A	2.5 ~10	2.5 ~15
每级脱扣电流的准确度	±10%	
同一脱扣器各级脱扣电流准确度	±5%	

注：对于延时动作的过电流脱扣器，应按制造厂提供的脱扣电流与动作时延的关系曲线进行核对。另外，还应检查在预定时延终了前主回路电流降至返回值时，脱扣器不应动作。

3）模拟操动试验。

① 当具有可调电源时，可在不同电压、液压条件下，对断路器进行就地或远控操作，每次操作断路器均应正确，可靠地动作，其联锁及闭锁装置回路的动作应符合产品及设计要求；当无可调电源时，只在额定电压下进行试验；

② 直流电磁或弹簧机构的操动试验应按表3-61的规定进行；液压机构的操动试验应按表3-62的规定进行。

表 3-61　直流电磁或弹簧机构的操动试验

操 作 类 别	操作线圈端钮电压与额定电源电压的比值（%）	操 作 次 数
合、分	110	3
合	85（80）	3
分	65	3
合、分、重合	100	3

注：括号内数字适用于装有自动重合闸装置的断路器及表3-58“注”的情况。

表 3-62　液压机构的操动试验

操 作 类 别	操作线圈端钮电压与额定电源电压的比值（%）	操 作 液 压	操 作 次 数
合、分	110	产品规定的最高操作压力	3
合、分	100	额定操作压力	3
合	85（80）	产品规定的最低操作压力	3
分	65	产品规定的最低操作压力	3
合、分、重合	100	产品规定的最低操作压力	3

注：1. 括号内数字适用于装有自动重合闸装置的断路器。
2. 模拟操动试验应在液压的自动控制回路能准确、可靠动作状态下进行。
3. 操动时，液压的压降允许值应符合产品技术条件的规定。

③ 对于具有双分闸线圈的回路，应分别进行模拟操动试验。

④ 对于断路器操动机构本身具有三相位置不一致自动分闸功能的，应根据需要作投入或退出处理。

（13）断路器均压电容器试验，应按 3.9.18 节的有关规定进行。

（14）绝缘油试验，应按本标准 3.9.19 节的规定进行。对灭弧室、支柱瓷套等油路相互隔绝的断路器，应自各部件中分别取油样试验。

（15）压力动作阀的动作值，应符合产品技术条件的规定；压力表指示值的误差及其变差，均应在产品相应等级的允许误差范围内。

3.9.10　空气及磁吹断路器

（1）空气及磁吹断路器的试验项目㊀，应包括下列内容。

1）测量绝缘拉杆的绝缘电阻。

2）测量每相导电回路的电阻。

3）测量支柱瓷套和灭弧室每个断口的直流泄漏电流。

4）交流耐压试验。

5）测量断路器主、辅触头分、合闸的配合时间。

6）测量断路器的分、合闸时间。

7）测量断路器主触头分、合闸的同期性。

8）测量分、合闸线圈的绝缘电阻和直流电阻。

9）断路器操动机构的试验。

10）测量断路器的并联电阻值。

㊀ ① 发电机励磁回路的自动灭磁开关，除应进行本条第 8）、9）款试验外，还应做以下检查和试验：常开、常闭触头分、合切换顺序；主触头和灭弧触头的动作配合；灭弧栅的片数及其并联电阻值；在同步发电机空载额定电压下进行灭磁试验；

② 磁吹断路器试验，应按本条第 2）、4）、6）、8）、9）款规定进行。

11）断路器电容器的试验。

12）压力表及压力动作阀的检查。

（2）测量绝缘拉杆的绝缘电阻值，不应低于表 3-56 的规定。

（3）测量每相导电回路的电阻值及测试方法，应符合产品技术条件的规定。

（4）支柱瓷套和灭弧室每个断口的直流泄漏电流的试验，应按 3.9.9 节（4）条款的规定进行。

（5）空气断路器应在分闸时各断口间及合闸状态下进行交流耐压试验；磁吹断路器应在分闸状态下进行断口交流耐压试验；试验电压应符合表 3-57 的规定。

（6）断路器主、辅触头分、合闸动作程序及配合时间，应符合产品技术条件的规定。

（7）断路器分、合闸时间的测量，应在产品额定操作电压及气压下进行，实测数值应符合产品技术条件的规定。

（8）测量断路器主触头三相或同相各断口分、合闸的同期性，应符合产品技术条件的规定。

（9）测量分、合闸线圈的绝缘电阻值，不应低于 10MΩ；直流电阻值与产品出厂试验值相比应无明显差别。

（10）断路器操动机构的试验，应按 3.9.9 节（12）条款的有关规定进行㊀。

（11）测量断路器的并联电阻值，与产品出厂试验值相比应无明显差别。

（12）断路器电容器的试验，应按 3.9.18 节的有关规定进行。

（13）压力动作阀的动作值，应符合产品技术条件的规定。压力表指示值的误差及其变差，均应在产品相应等级的允许误差范围内。

3.9.11 真空断路器

（1）真空断路器的试验项目，应包括下列内容。

1）测量绝缘电阻。

2）**测量每相导电回路的电阻。（12.0.1-2）**

3）**交流耐压试验。（12.0.1-3）**

4）测量断路器主触头的分、合闸时间，测量分、合闸的同期性，测量合闸时触头的弹跳时间。

5）测量分、合闸线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻和直流电阻。

6）断路器操动机构的试验。

（2）测量绝缘电阻值，应符合下列规定。

1）整体绝缘电阻值的测量，应参照制造厂规定。

2）绝缘拉杆的绝缘电阻值，在常温下不应低于表 3-56 的规定。

（3）每相导电回路的电阻值的测量，宜采用电流不小于 100A 的直流压降法，测试结果应符合产品技术条件的规定。

（4）应在断路器合闸及分闸状态下进行交流耐压试验。当在合闸状态下进行时，试验电压应符合表 3-57 的规定。当在分闸状态下进行时，真空灭弧室断口间的试验电压应按产

㊀ 对应于 3.9.9 节（12）条中的“液压”应为“气压”。

品技术条件的规定，试验中不应发生贯穿性放电。

（5）测量断路器主触头的分、合闸时间，测量分、合闸的同期性，测量合闸过程中触头接触后的弹跳时间，应符合下列规定。

1）合闸过程中触头接触后的弹跳时间，40.5kV 以下断路器不应大于 2ms，40.5kV 及以上断路器不应大于 3ms。

2）测量应在断路器额定操作电压及液压条件下进行。

3）实测数值应符合产品技术条件的规定。

（6）测量分、合闸线圈及合闸接触器线圈的绝缘电阻值，不应低于 10MΩ；直流电阻值与产品出厂试验值相比应无明显差别。

（7）断路器操动机构的试验，应按 3.9.9 节（12）条款的有关规定进行。

3.9.12 SF_6 断路器

（1）SF_6断路器试验项目，应包括下列内容。

1）测量绝缘电阻。

2）**测量每相导电回路的电阻。(13.0.1-2)**

3）交流耐压试验。

4）断路器均压电容器的试验。

5）测量断路器的分、合闸时间。

6）测量断路器的分、合闸速度。

7）测量断路器主、辅触头分、合闸的同期性及配合时间。

8）测量断路器合闸电阻的投入时间及电阻值。

9）测量断路器分、合闸线圈绝缘电阻及直流电阻。

10）断路器操动机构的试验。

11）套管式电流互感器的试验。

12）**测量断路器内 SF_6 气体的含水量。(13.0.1-12)**

13）**密封性试验。(13.0.1-13)**

14）气体密度继电器、压力表和压力动作阀的检查。

（2）测量断路器的绝缘电阻值，整体绝缘电阻值测量，应参照制造厂规定。

（3）每相导电回路的电阻值的测量，宜采用电流不小于 100A 的直流压降法，测试结果应符合产品技术条件的规定。

（4）交流耐压试验，应符合下列规定。

1）在 SF_6 气压为额定值时进行，试验电压按出厂试验电压的 80%。

2）110kV 以下电压等级应进行合闸对地和断口间耐压试验。

3）罐式断路器应进行合闸对地和断口间耐压试验。

4）500kV 定开距瓷柱式断路器只进行断口耐压试验。

（5）断路器均压电容器的试验，应符合 3.9.18 节的有关规定，罐式断路器的均压电容器试验可按制造厂的规定进行。

（6）测量断路器的分、合闸时间，应在断路器的额定操作电压、气压或液压下进行，实测数值应符合产品技术条件的规定。

（7）测量断路器的分、合闸速度，应在断路器的额定操作电压、气压或液压下进行，实测数值应符合产品技术条件的规定。现场无条件安装采样装置的断路器，可不进行本试验。

（8）测量断路器主、辅触头三相及同相各断口分、合闸的同期性及配合时间，应符合产品技术条件的规定。

（9）测量断路器合闸电阻的投入时间及电阻值，应符合产品技术条件的规定。

（10）测量断路器分、合闸线圈的绝缘电阻值，不应低于10MΩ，直流电阻值与产品出厂试验值相比应无明显差别。

（11）断路器操动机构的试验，应按3.9.9节（12）条款的有关规定进行。

（12）套管式电流互感器的试验，应按3.9.8节的有关规定进行。

（13）测量断路器内SF_6的气体含水量（20℃的体积分数），应符合下列规定。

1）与灭弧室相通的气室，应小于150μL/L。

2）不与灭弧室相通的气室，应小于250μL/L。

3）SF_6气体含水量的测定应在断路器充气48h后进行。

（14）密封试验可采用下列方法进行。

1）采用灵敏度不低于1×10^{-6}（体积比）的检漏仪对断路器各密封部位、管道接头等处进行检测时，检漏仪不应报警。

2）必要时可采用局部包扎法进行气体泄漏测量。以24h的漏气量换算，每一个气室年漏气率不应大于1%。

3）泄漏值的测量应在断路器充气24h后进行。

（15）在充气过程中检查气体密度继电器及压力动作阀的动作值，应符合产品技术条件的规定。对单体到现场的这些设备，应进行校验。

3.9.13 SF_6封闭式组合电器

（1）SF_6封闭式组合电器的试验项目，应包括下列内容。

1）**测量主回路的导电电阻。(14.0.1-1)**

2）**主回路的交流耐压试验。(14.0.1-2)**

3）**密封性试验。(14.0.1-3)**

4）**测量SF_6气体含水量。(14.0.1-4)**

5）封闭式组合电器内各元件的试验。

6）组合电器的操动试验。

7）气体密度继电器、压力表和压力动作阀的检查。

（2）测量主回路的导电电阻值，宜采用电流不小于100A的直流压降法，测试结果不应超过产品技术条件规定值的1.2倍。

（3）主回路的交流耐压试验程序和方法，应按产品技术条件或国家现行标准DL/T 555—2004《气体绝缘金属封闭开关设备现场耐压及绝缘试验导则》的有关规定进行，试验电压值为出厂试验电压的80%。

（4）密封性试验可采用下列方法进行。

1）采用灵敏度不低于1×10^{-6}（体积比）的检漏仪对各气室密封部位、管道接头等处

进行检测时，检漏仪不应报警。

2）必要时可采用局部包扎法进行气体泄漏测量。以 24h 的漏气量换算，每一个气室年漏气率不应大于 1%。

3）泄漏值的测量应在封闭式组合电器充气 24h 后进行。

（5）测量 SF_6 气体含水量（20℃的体积分数），应符合下列规定。

1）有电弧分解的隔室，应小于 150μL/L。

2）无电弧分解的隔室，应小于 250μL/L。

3）气体含水量的测量应在封闭式组合电器充气 48h 后进行。

（6）封闭式组合电器内各元件的试验，应按本章 3.9 节的有关规定进行，但对无法分开的设备可不单独进行。

本条中的“元件”是指装在封闭式组合电器内的断路器、隔离开关、负荷开关、接地开关、避雷器、互感器、套管、母线等。

（7）当进行组合电器的操动试验时，联锁与闭锁装置动作应准确可靠。电动、气动或液压装置的操动试验应按产品技术条件的规定进行。

（8）在充气过程中检查气体密度继电器及压力动作阀的动作值，应符合产品技术条件的规定。对单体到现场的这些设备，应进行校验。

3.9.14 隔离开关、负荷开关及高压熔断器

（1）隔离开关、负荷开关及高压熔断器的试验项目，应包括下列内容。

1）测量绝缘电阻。

2）测量高压限流熔丝管熔丝的直流电阻。

3）测量负荷开关导电回路的电阻。

4）交流耐压试验。

5）检查操动机构线圈的最低动作电压。

6）操动机构的试验。

（2）隔离开关与负荷开关的有机材料传动杆的绝缘电阻值，不应低于表 3-56 的规定。

（3）测量高压限流熔丝管熔丝的直流电阻值，与同型号产品相比不应有明显差别。

（4）测量负荷开关导电回路的电阻值，宜采用电流不小于 100A 的直流压降法。测试结果不应超过产品技术条件规定。

（5）交流耐压试验，应符合下述规定：三相同一箱体的负荷开关，应按相间及相对地进行耐压试验，其余均按相对地或外壳进行。试验电压应符合表 3-57 的规定。对负荷开关还应按产品技术条件规定进行每个断口的交流耐压试验。

（6）检查操动机构线圈的最低动作电压，应符合制造厂的规定。

（7）操动机构的试验，应符合下列规定[⊖]。

1）动力式操动机构的分、合闸操作，当其电压或气压在下列范围时，应保证隔离开关的主刀闸或接地开关可靠地分闸和合闸。

⊖ 本条第 1 款第 2 项所规定的气压范围为操动机构的储气筒的气压数值；具有可调电源时，可进行高于或低于额定电压的操动试验。

① 电动机操动机构：当电动机接线端子的电压在其额定电压的 80% ~110% 范围内时；

② 压缩空气操动机构：当气压在其额定气压的 85% ~110% 范围内时；

③ 二次控制线圈和电磁闭锁装置：当其线圈接线端子的电压在其额定电压的 80% ~110% 范围内时。

2）隔离开关、负荷开关的机械或电气闭锁装置应准确可靠。

3.9.15 套管

（1）套管的试验项目，应包括下列内容⊖。

1）测量绝缘电阻。

2）测量 20kV 及以上非纯瓷套管的介质损耗角正切值 tanδ 和电容值。

3）交流耐压试验。

4）绝缘油的试验（有机复合绝缘套管除外）。

5）SF_6套管气体试验。

（2）测量绝缘电阻，应符合下列规定。

1）测量套管主绝缘的绝缘电阻。

2）66kV 及以上的电容型套管，应测量“抽压小套管”对法兰或“测量小套管”对法兰的绝缘电阻。采用 2500V 绝缘电阻表测量，绝缘电阻值不应低于 1000MΩ。

（3）测量 20kV 及以上非纯瓷套管的主绝缘介质损耗角正切值 tanδ 和电容值，应符合下列规定。

1）在室温不低于 10℃ 的条件下，套管的介质损耗角正切值 tanδ 不应大于表 3-63 的规定。

2）电容型套管的实测电容量值与产品铭牌数值或出厂试验值相比，其差值应在 ±5% 范围内。

表 3-63 套管主绝缘介质损耗角正切值 tanδ（%）的标准

套管主绝缘类型		tanδ（%）最大值
电容式	油浸纸	0.7（500k V 套管 0.5）①
	胶浸纸	0.7②
	胶粘纸	1.0（66kV 及以下电压等级套管 1.5）①②
	浇铸树脂	1.5
	气体	1.5
	有机复合绝缘③	0.7
非电容式	浇铸树脂	2.0
	复合绝缘	由供需双方商定
其他套管	由供需双方商定	

① 所列的电压为系统标称电压。

② 对 20kV 及以上电容式充胶或胶纸套管的老产品，其 tanδ（%）值可为 2 或 2.5。

③ 有机复合绝缘套管的介损试验，宜在干燥环境下进行。

⊖ 整体组装于 35kV 油断路器上的套管，可不单独进行 tanδ 的试验。

（4）交流耐压试验，应符合下列规定。

1）试验电压应符合附录 A 的规定。

2）穿墙套管、断路器套管、变压器套管、电抗器及消弧线圈套管，均可随母线或设备一起进行交流耐压试验。

（5）绝缘油的试验，应符合下列规定。

1）套管中的绝缘油应有出厂试验报告，现场可不进行试验。但当有下列情况之一者，应取油样进行水分、击穿电压、色谱试验。

① 套管主绝缘的介质损耗角正切值超过表 3-63 中的规定值；

② 套管密封损坏，抽压或测量小套管的绝缘电阻不符合要求；

③ 套管由于渗漏等原因需要重新补油时。

2）套管绝缘油的补充或更换时进行的试验，应符合下列规定。

① 换油时应按表 3-69 的规定进行；

② 电压等级为 500kV 的套管绝缘油，宜进行油中溶解气体的色谱分析；油中溶解气体组分含量（μL/L）不宜超过下列任一值，总烃为 10，H_2为 150，C_2H_2为 0；

③ 补充绝缘油时，除按上述规定外，还应按 3.9.19 节（3）条款的规定进行；

④ 充电缆油的套管须进行油的试验时，可按表 3-67 的规定进行。

（6）SF_6套管气体试验参照 3.9.8 节（6）和（13）条款执行。

3.9.16 悬式绝缘子和支柱绝缘子

（1）悬式绝缘子和支柱绝缘子的试验项目，应包括下列内容。

1）测量绝缘电阻。

2）交流耐压试验。

（2）绝缘电阻值的测量，应符合下列规定。

1）用于 330kV 及以下电压等级的悬式绝缘子的绝缘电阻值，不应低于 300MΩ；用于 500kV 电压等级的悬式绝缘子，不应低于 500MΩ。

2）35kV 及以下电压等级的支柱绝缘子的绝缘电阻值，不应低于 500MΩ。

3）采用 2500V 绝缘电阻表测量绝缘子绝缘电阻值，可按同批产品数量的 10% 抽查。

4）棒式绝缘子不进行此项试验。

5）半导体釉绝缘子的绝缘电阻，应符合产品技术条件的规定。

（3）交流耐压试验，应符合下列规定。

1）35kV 及以下电压等级的支柱绝缘子，可在母线安装完毕后一起进行，试验电压应符合附录 A 的规定。

2）35kV 多元件支柱绝缘子的交流耐压试验值，应符合下列规定：

① 两个胶合元件者，每元件 50kV；

② 三个胶合元件者，每元件 34kV。

3）悬式绝缘子的交流耐压试验电压均取 60kV。

3.9.17 电力电缆线路

（1）电力电缆的试验项目⊖，包括下列内容。

1）**测量绝缘电阻。(18.0.1-1)**

2）直流耐压试验及测量泄漏电流。

3）交流耐压试验。

4）测量金属屏蔽层电阻和导体电阻比。

5）**检查电缆线路两端的相位。(18.0.1-5)**

6）充油电缆的绝缘油试验。

7）交叉互联系统试验。

（2）电力电缆线路的试验，应符合下列规定。

1）对电缆的主绝缘做耐压试验或测量绝缘电阻时，应分别在每一相上进行。对一相进行试验或测量时，其他两相导体、金属屏蔽或金属套和铠装层一起接地。

2）对金属屏蔽或金属套一端接地，另一端装有护层过电压保护器的单芯电缆主绝缘做耐压试验时，必须将护层过电压保护器短接，使这一端的电缆金属屏蔽或金属套临时接地。

3）对额定电压为0.6kV/1kV的电缆线路应用2500V绝缘电阻表测量导体对地绝缘电阻代替耐压试验，试验时间1min。

（3）测量各电缆导体对地或对金属屏蔽层间和各导体间的绝缘电阻，应符合下列规定。

1）耐压试验前后，绝缘电阻测量值应无明显变化。

2）橡塑电缆外护套、内衬套的绝缘电阻值不低于0.5MΩ/km。

3）测量绝缘用绝缘电阻表的额定电压，宜采用如下等级。

① 0.6kV/1kV电缆：用1000V绝缘电阻表；

② 0.6kV/1kV以上电缆：用2500V绝缘电阻表；6kV/6kV及以上电缆也可用5000V绝缘电阻表；

③ 橡塑电缆外护套、内衬套的测量：用500V绝缘电阻表。

（4）直流耐压试验及泄漏电流测量，应符合下列规定。

1）直流耐压试验电压标准。

① 纸绝缘电缆直流耐压试验电压 U_t 可采用下式计算：

对于统包绝缘（带绝缘）：

$$U_t = 5 \times (U_0 + U)/2 \tag{3.9.17-1}$$

对于分相屏蔽绝缘：

$$U_t = 5 \times U_0 \tag{3.9.17-2}$$

试验电压见表3-64的规定。

⊖ 橡塑绝缘电力电缆试验项目应按本条第1）、3、4、5）和7）款进行。当不具备条件时，额定电压 U_0/U 为18kV/30kV及以下电缆，允许用直流耐压试验及泄漏电流测量代替交流耐压试验；
纸绝缘电缆试验项目应按本条第1）、2）和5）款进行；
自容式充油电缆试验项目应按本条第1）、2）、5）、6）和7）款进行。

表 3-64　纸绝缘电缆直流耐压试验电压标准　（单位：kV）

电缆额定电压 U_0/U	1.8/3	2.6/3	3.6/6	6/6	6/10	8.7/10	21/35	26/35
直流试验电压	12	17	24	30	40	47	105	130

② 18kV/30kV 及以下电压等级的橡塑绝缘电缆直流耐压试验电压应按下式计算：

$$U_t = 4 \times U_0 \qquad (3.9.17\text{-}3)$$

③ 充油绝缘电缆直流耐压试验电压，应符合表 3-65 的规定。

表 3-65　充油绝缘电缆直流耐压试验电压标准　（单位：kV）

电缆额定电压 U_0/U	雷电冲击耐受电压	直流试验电压
48/66	325	165
	350	175
64/110	450	225
	550	275
127/220	850	425
	950	475
	1050	510
200/330	1175	585
	1300	650
290/500	1425	710
	1550	775
	1675	835

注：1. 表中的 U 为电缆额定线电压；U_0 为电缆导体对地或对金属屏蔽层间的额定电压。

2. 雷电冲击电压依据现行国家标准 GB 311.1—2012《绝缘配合第 1 部分：定义、原则和规则》规定。

④ 交流单芯电缆的护层绝缘直流耐压试验标准，可依据 3.9.17 节（9）条规定。

2）试验时，试验电压可分 4～6 阶段均匀升压，每阶段停留 1min，并读取泄漏电流值。试验电压升至规定值后维持 15min，其间读取 1min 和 15 min 时的泄漏电流。测量时应消除杂散电流的影响。

3）纸绝缘电缆泄漏电流的三相不平衡系数（最大值与最小值之比）不应大于 2；当 6kV/10kV 及以上电缆的泄漏电流小于 20μA 和 6kV 及以下电压等级电缆泄漏电流小于 10μA 时，其不平衡系数不做规定。泄漏电流值和不平衡系数只作为判断绝缘状况的参考，不作为是否能投入运行的判据。其他电缆泄漏电流值不做规定。

4）电缆的泄漏电流具有下列情况之一者，电缆绝缘可能有缺陷，应找出缺陷部位，并予以处理。

① 泄漏电流很不稳定；

② 泄漏电流随试验电压升高急剧上升；

③ 泄漏电流随试验时间延长有上升现象。

（5）交流耐压试验，应符合下列规定。

1）橡塑电缆优先采用20～300Hz交流耐压试验。20～300Hz交流耐压试验电压及时间见表3-66。

表3-66　橡塑电缆20～300Hz交流耐压试验和时间

额定电压 U_0/U/kV	试验电压	时间/min
18/30及以下	$2.5U_0$（或$2U_0$）	5（或60）
21/35～64/110	$2\ U_0$	60
127/220	$1.7U_0$（或$1.4\ U_0$）	60
190/330	$1.7U_0$（或$1.3\ U_0$）	60
290/500	$1.7U_0$（或$1.1U_0$）	60

2）不具备上述试验条件或有特殊规定时，可采用施加正常系统相对地电压24h方法代替交流耐压。

（6）测量金属屏蔽层电阻和导体电阻比。测量在相同温度下的金属屏蔽层和导体的直流电阻。

（7）检查电缆线路的两端相位应一致，并与电网相位相符合。

（8）充油电缆的绝缘油试验，应符合表3-67的规定。

表3-67　充油电缆使用的绝缘油试验项目和标准

项　目	要　求		试验方法
击穿电压	电缆及附件内	对于64kV/110kV～190kV/330kV，不低于50kV，对于290kV/500kV，不低于60kV	按GB/T 507—2002《绝缘油击穿电压测定法》中的有关要求进行试验
	压力箱中	不低于50kV	
介质损耗因数	电缆及附件内	对于64kV/110kV～127kV/220kV的不大于0.005，对于190kV/330kV的不大于0.003	按DL/T 596—1996《电力设备预防性试验规程》中的有关要求进行试验
	压力箱中	不大于0.003	

3.9.18　电容器

（1）电容器的试验项目，应包括下列内容。

1）测量绝缘电阻。

2）测量耦合电容器、断路器电容器的介质损耗角正切值tanδ及电容值。

3）耦合电容器的局部放电试验。

4）并联电容器交流耐压试验。

5）冲击合闸试验。

（2）测量耦合电容器、断路器电容器的绝缘电阻应在二极间进行，并联电容器应在电极对外壳之间进行，并采用1000V绝缘电阻表测量小套管对地绝缘电阻。

（3）测量耦合电容器、断路器电容器的介质损耗角正切值tanδ及电容值，应符合下列规定。

1）测得的介质损耗角正切值 tanδ 应符合产品技术条件的规定。

2）耦合电容器电容值的偏差应在额定电容值的 -5% ~ +10% 范围内，电容器叠柱中任何两单元的实测电容之比值与这两单元的额定电压之比值的倒数之差不应大于 5%；断路器电容器电容值的偏差应在额定电容值的 ±5% 范围内。对电容器组，还应测量各相、各臂及总的电容值。

（4）耦合电容器的局部放电试验，应符合下列规定。

1）对 500kV 的耦合电容器，当对其绝缘性能或密封有怀疑而又有试验设备时，可进行局部放电试验。多节组合的耦合电容器可分节试验。

2）局部放电试验的预加电压值为 $0.8\times1.3U_m$，停留时间大于 10s；降至测量电压值为 $1.1U_m/\sqrt{3}$，维持 1min 后，测量局部放电量，放电量不宜大于 10pC。

（5）并联电容器的交流耐压试验，应符合下列规定。

1）并联电容器电极对外壳交流耐压试验电压值应符合表 3-68 的规定。

2）当产品出厂试验电压值不符合表 3-38 的规定时，交接试验电压应按产品出厂试验电压值的 75% 进行。

表 3-68　并联电容器交流耐压试验电压标准

额定电压/kV	<1	1	3	6	10	15	20	35
出厂试验电压/kV	3	6	8/25	23/30	30/42	40/55	50/65	80/95
交接试验电压/kV	2.25	4.5	18.76	22.5	31.5	41.25	48.75	71.25

注：斜线下的数据为外绝缘的干耐受电压。

（6）在电网额定电压下，对电力电容器组的冲击合闸试验，应进行 3 次，熔断器不应熔断；电容器组中各相电容的最大值和最小值之比，不应超过 1.08。

3.9.19　绝缘油和 SF_6 气体

（1）绝缘油的试验项目及标准，应符合表 3-69 的规定。

表 3-69　绝缘油的试验项目及标准

序　号	项　目	标　准				说　明
1	外状	透明，无杂质或悬浮物				外观目视
2	水溶性酸（pH 值）	>5.4				按 GB/T 7598—2008《运行中变压器油水溶性酸测定法》中的有关要求进行试验
3	酸值/（mgKOH/g）	≤0.03				按《运行中变压器油、汽轮机油水溶性酸测定法（BT2）法）》GB/T 7599 的有关要求进行试验
4	闪点（闭口）/℃	不低于	DB-10	DB-25	DB-45	按 GB/T 261—2008《闪点的测定宾斯基·马丁闭口杯法》中的有关要求进行试验
			140	140	135	

（续）

序　号	项　目	标　准	说　明
5	水分/（mg/L）	500kV：≤10 220～330kV：≤15 110kV 及以下电压等级：≤20	按 GB/T 7601—2014《运行中变压器油和汽轮机油水分含量测定法（库伦法）》或 GB/T 7601—2008《运行中变压器油、汽轮机油水分测定法（气相色谱法）》中的有关要求进行试验
6	界面张力（25℃）/（mN/m）	≥35	按 GB/T 6541—1986《石油产品油对水界面张力测定法（圆环法）》中的有关要求进行试验
7	介质损耗因数 tanδ（%）	90℃时， 注入电气设备前 ≤0.5 注入电气设备后 ≤0.7	按 GB/T 5654—2007《液体绝缘材料相对电容率、介质损耗因数和直流电阻率的测量》中的有关要求进行试验
8	击穿电压/kV	500：≥60 330：≥50 60～220：≥40 35 及以下电压等级：≥35	1. 按 GB/T 507—2002《绝缘油 击穿电压测定法》或《电力系统油质试验方法 绝缘油介电强度测定法》DL/T429 中的有关要求进行试验； 2. 油样应取自被试设备； 3. 该指标为平板电极测定值，其他电极可按 GB/T 7595—2008《运行中变压器油质量》及 GB/T 507—2012《绝缘油 击穿电压测定法》中的有关要求进行试验； 4. 对注入设备的新油均不应低于本标准
9	体积电阻率（90℃）/（Ω·m）	$\geq 6\times10^{10}$	按 GB/T 5654—2007《液体绝缘材料相对电容率、介质损耗因数和直流电阻率的测量》或 DL/T 421—2009《电力用油体积电阻率测定法》中的有关要求进行试验
10	油中含气量（%）（体积分数）	330～500kV：≤1	按 DL/T 423—2009《绝缘油中含气量测定方法真空压差法》或《绝缘油中含气量的测定方法（二氧化碳洗脱法）》DL/T450 中的有关要求进行试验
11	油泥与沉淀物（%）（质量分数）	≤0.02	按 GB/T 511—2010《石油和石油产品及添加剂机械杂质测定法》中的有关要求进行试验
12	油中溶解气体组分含量色谱分析	见本书有关章节	按 GB/T 17623—1998《绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱测定法》或 GB/T 7252—2001《变压器油中溶解气体分析和判断导则》及 DL/T 722—2014《变压器油中溶解气体分析和判断导则》中的有关要求进行试验

（2）新油验收及充油电气设备的绝缘油试验分类，应符合表3-70的规定。

表3-70　电气设备绝缘油试验分类

试验类别	适用范围
击穿电压	（1）6kV以上电气设备内的绝缘油或新注入上述设备前、后的绝缘油； （2）对下列情况之一者，可不进行击穿电压试验： 1）35kV以下互感器，其主绝缘试验已合格的； 2）15kV以下油断路器，其注入新油的击穿电压已在35kV及以上的； 3）按本标准有关规定不需取油的
简化分析	（1）准备注入变压器、电抗器、互感器、套管的新油，应按表3-69中的第2～9项规定进行； （2）准备注入油断路器的新油，应按表3-69中的第2、3、4、5、8项规定进行
全分析	对油的性能有怀疑时，应按表3-69中的全部项目进行

（3）绝缘油当需要进行混合时，在混合前，应按混油的实际使用比例先取混油样进行分析，其结果应符合表3-69中第8、11项的规定。混油后还应按表3-70中的规定进行绝缘油的试验。

（4）SF_6新气到货后，充入设备前应按国家标准GB/T 12022—2014《工业SF_6》验收，对气瓶的抽检率为10%，其他每瓶只测定含水量。

（5）SF_6气体在充入电气设备24h后方可进行试验。

3.9.20　避雷器

（1）金属氧化物避雷器的试验项目㊀，应包括下列内容。

1）**测量金属氧化物避雷器及基座绝缘电阻。(21.0.1-1)**

2）测量金属氧化物避雷器的工频参考电压和持续电流。

3）测量金属氧化物避雷器直流参考电压和0.75倍直流参考电压下的泄漏电流。

4）检查放电计数器动作情况及监视电流表指示。

5）工频放电电压试验。

（2）金属氧化物避雷器绝缘电阻测量，应符合下列要求。

1）35kV以上电压：用5000V绝缘电阻表，绝缘电阻不小于2500MΩ。

2）35kV及以下电压：用2500V绝缘电阻表，绝缘电阻不小于1000MΩ。

3）低压（1kV以下）：用500V绝缘电阻表，绝缘电阻不小于2MΩ。

基座绝缘电阻不低于5MΩ。

（3）测量金属氧化物避雷器的工频参考电压和持续电流，应符合下列要求。

1）金属氧化物避雷器对应于工频参考电流下的工频参考电压，整支或分节进行的测试值，应符合GB 11032—2010《交流无间隙金属氧化物避雷器》或产品技术条件的规定。

㊀ 无间隙金属氧化物避雷器的试验项目按本条第1）、2）、3）、4）款的内容，其中第2）、3）两款可选做一项；有间隙金属氧化物避雷器的试验项目按本条1）、5）款的内容。

2）测量金属氧化物避雷器在避雷器持续运行电压下的持续电流，其阻性电流或总电流值应符合产品技术条件的规定。

金属氧化物避雷器持续运行电压值参见现行国家标准 GB 11032—2010《交流无间隙金属氧化物避雷器》。

（4）测量金属氧化物避雷器直流参考电压和0.75倍直流参考电压下的泄漏电流应符合下列规定。

1）金属氧化物避雷器对应于直流参考电流下的直流参考电压，整支或分节进行的测试值，不应低于现行国家标准 GB 11032—2010《交流无间隙金属氧化物避雷器》的规定值，并符合产品技术条件的规定。实测值与制造厂规定值比较，变化不应大于±5%。

2）0.75倍直流参考电压下的泄漏电流值不应大于50μA，或应符合产品技术条件的规定。

3）试验时若整流回路中的波纹系数大于1.5%时，应加装滤波电容器（容量为0.01～0.1μF），试验电压应在高压侧测量。

（5）检查放电计数器的动作应可靠，避雷器监视电流表指示应良好。

（6）工频放电电压试验应符合下列规定。

1）工频放电电压应符合产品技术条件的规定。

2）工频放电电压试验时，放电后应快速切除电源，切断电源时间不大于0.5s，过电流保护动作电流控制在0.2～0.7A。

3.9.21 电除尘器

（1）电除尘器的试验项目，应包括下列内容。

1）测量整流变压器及直流电抗器铁心穿芯螺栓的绝缘电阻。

2）测量整流变压器高压绕组及其直流电抗器绕组的绝缘电阻及直流电阻。

3）测量整流变压器低压绕组的绝缘电阻及其直流电阻。

4）测量硅整流元件及高压套管对地绝缘电阻。

5）测量取样电阻、阻尼电阻的电阻值。

6）油箱中绝缘油的试验。

7）绝缘子、隔离开关及瓷套管的绝缘电阻测量和耐压试验。

8）测量电场的绝缘电阻。

9）空载升压试验。

10）电除尘器振打及加热装置的电气设备试验。

11）测量接地电阻。

（2）测量整流变压器及直流电抗器铁心穿芯螺栓的绝缘电阻，应按3.9.6节（6）条款规定在器身检查时进行。

（3）在器身检查时测量整流变压器高压绕组及直流电抗器绕组的绝缘电阻和直流电阻，其直流电阻值与同温度下产品出厂试验值比较，变化应不大于2%。

（4）测量整流变压器低压绕组的绝缘电阻和直流电阻，其直流电阻值与同温度下产品出厂试验值比较，变化应不大于2%。

（5）测量硅整流元件及高压套管对地绝缘电阻，应符合下列规定。

1）在器身检查时进行，硅整流元件两端短路。

2）采用2500V绝缘电阻表测量绝缘电阻。

3）绝缘电阻值不应低于产品出厂试验值的70%。

（6）测量取样电阻、阻尼电阻的电阻值，其电阻值应符合产品技术条件的规定，检查取样电阻、阻尼电阻的连接情况应良好。

（7）油箱中绝缘油的试验，应按3.9.19节的规定进行。

（8）绝缘子、隔离开关及瓷套管的绝缘电阻测量和耐压试验，应符合下列规定。

1）采用2500V绝缘电阻表测量绝缘电阻，绝缘电阻值应不低于1000MΩ；

2）对用于同极距在300～400mm电场的耐压采用直流耐压100kV或交流耐压72kV，持续时间为1min无闪络；

3）对用于其他极距电场的，耐压试验标准应符合产品技术条件的规定。

（9）测量电场的绝缘电阻，采用2500V绝缘电阻表，绝缘电阻值应不低于1000MΩ。

（10）空载升压试验，应符合厂家标准。当厂家无明确规定时，应符合下列规定。

1）同极距为300mm的电场，电场电压应上升至55kV以上，无闪络。同极距每增加20mm，电场电压递增应不少于2.5kV。

2）当海拔高于1000m但不超过4000m时，海拔每升高100m，电场电压值允许降低1%。

（11）电除尘器振打及加热装置的电气设备试验，应符合下列规定。

1）测量振打电机、加热器的绝缘电阻，振打电机绝缘电阻值应不小于0.5 MΩ，加热器绝缘电阻应不小于5MΩ。

2）交流电机、二次回路、配电装置和馈电线路及低压电器的试验，应按3.9.5节、3.9.22节、3.9.23节、3.9.26节的规定进行。

（12）测量电除尘器本体的接地电阻不应大于1Ω。

3.9.22 二次回路[⊖]

（1）测量绝缘电阻，应符合下列规定。

1）小母线在断开所有其他并联支路时，不应小于10MΩ。

2）二次回路的每一支路和断路器、隔离开关的操动机构的电源回路等，均不应小于1MΩ。在比较潮湿的地方，可不小于0.5MΩ。

（2）交流耐压试验，应符合下列规定。

1）试验电压为1000V。当回路绝缘电阻值在10MΩ以上时，可采用2500V绝缘电阻表代替，试验持续时间为1min，或符合产品技术规定。

2）48V及以下电压等级回路可不做交流耐压试验。

3）回路中有电子元器件设备的，试验时应将插件拔出或将其两端短接。

⊖ 二次回路是指电气设备的操作、保护、测量、信号等回路及其回路中的操动机构的线圈、接触器、继电器、仪表、互感器二次绕组等。

3.9.23 1kV 及以下电压等级配电装置和馈电线路

（1）测量绝缘电阻，应符合下列规定。

1）配电装置及馈电线路的绝缘电阻值不应小于 0.5MΩ。

2）测量馈电线路绝缘电阻时，应将断路器（或熔断器）、用电设备、电器和仪表等断开。

（2）动力配电装置的交流耐压试验，应符合下述规定。

1）试验电压为 1000V。当回路绝缘电阻值在 10MΩ 以上时，可采用 2500V 绝缘电阻表代替，试验持续时间为 1min，或符合产品技术规定。

2）交流耐压试验为各相对地，48V 及以下电压等级配电装置不做耐压试验。

（3）检查配电装置内不同电源的馈线间或馈线两侧的相位应一致。

3.9.24 1kV 以上架空电力线路

（1）1kV 以上架空电力线路的试验项目，应包括下列内容。

1）**测量绝缘子和线路的绝缘电阻。(25.0.1-1)**

2）测量 35kV 以上线路的工频参数。

3）**检查相位。(25.0.1-3)**

4）冲击合闸试验。

5）测量杆塔的接地电阻。

（2）测量绝缘子和线路的绝缘电阻，应符合下列规定。

1）绝缘子绝缘电阻的试验应按 3.9.16 节的规定进行。

2）测量并记录线路的绝缘电阻值。

（3）测量 35kV 以上线路的工频参数，可根据继电保护、过电压等专业的要求进行。

（4）检查各相两侧的相位应一致。

（5）在额定电压下对空载线路的冲击合闸试验，应进行 3 次，合闸过程中线路绝缘不应有损坏。

（6）测量杆塔的接地电阻值，应符合设计的规定。

3.9.25 接地装置

（1）电气设备和防雷设施的接地装置的试验项目应包括下列内容。

1）接地网电气完整性测试。

2）**接地阻抗。(26.0.1-2)**

（2）测试连接与同一接地网的各相邻设备接地线之间的电气导通情况，以直流电阻值表示，直流电阻值不应大于 0.2Ω。

（3）接地阻抗值应符合设计要求，当设计没有规定时应符合表 3-71 的要求。试验方法可参照国家现行标准 DL/T 475—2006《接地装置特性参数测量导则》的规定，试验时必须排除与接地网连接的架空地线、电缆的影响。

表 3-71　接地阻抗规定值

接地网类型	要　　求
有效接地系统	$Z \leqslant 2000/I$ 或 $Z \leqslant 0.5\ \Omega$（当 $I > 4000A$ 时） 式中　I— 经接地装置流入地中的短路电流（A）； 　　Z—考虑季节变化的最大接地阻抗（Ω）； 注：当接地阻抗不符合以上要求时，可通过技术经济比较增大接地阻抗，但不得大于5Ω；同时应结合地面电位测量对接地装置综合分析；为防止转移电位引起的危害，应采取隔离措施
非有效接地系统	1）当接地网与1kV及以下电压等级设备共用接地时，接地阻抗 $Z \leqslant 120/I$； 2）当接地网仅用于1kV以上设备时，接地阻抗 $Z \leqslant 250/I$； 3）上述两种情况下，接地阻抗一般不得大于10Ω
1kV以下电力设备	使用同一接地装置的所有这类电力设备，当总容量≥100kV·A时，接地阻抗不宜大于4Ω，如总容量＜100kV·A时，则接地阻抗允许大于4Ω，但不大于10Ω
独立微波站	接地阻抗不宜大于5Ω
独立避雷针	接地阻抗不宜大于10Ω，当与接地网连在一起时可不单独测量
发电厂烟囱附近的吸风机及该处装设的集中接地装置	接地阻抗不宜大于10Ω，当与接地网连在一起时可不单独测量
独立的燃油、易爆气体储罐及其管道	接地阻抗不宜大于30Ω（无独立避雷针保护的露天储罐不应超过10Ω）
露天配电装置的集中接地装置及独立避雷针（线）	接地阻抗不宜大于10Ω
有架空地线的线路杆塔	当杆塔高度在40m以下时，按下列要求；当杆塔高度≥40m时，则取下列值的50%，但当土壤电阻率大于2000Ω·m时，接地阻抗难以达到15Ω时，可放宽至20Ω 土壤电阻率≤500Ω·m时，接地阻抗10Ω 土壤电阻率为500～1000Ω·m时，接地阻抗20Ω 土壤电阻率为1000～2000Ω·m时，接地阻抗25Ω 土壤电阻率＞2000Ω·m时，接地阻抗30Ω
与架空线直接连接的旋转电机进线段上避雷器	不宜大于3Ω
无架空地线的线路杆塔	1）非有效接地系统的钢筋混凝土杆、金属杆：接地阻抗不宜大于30Ω； 2）中性点不接地的低压电力网线路的钢筋混凝土杆、金属杆：接地阻抗不宜大于50Ω； 3）低压进户线绝缘子铁脚的接地阻抗：接地阻抗不宜大于30Ω

注：扩建接地网应在与原接地网连接后进行测试。

3.9.26　低压电器

（1）低压电器⊖的试验项目，应包括下列内容。

1）测量低压电器连同所连接电缆及二次回路的绝缘电阻。

2）电压线圈动作值校验。

3）低压电器动作情况检查。

⊖ 低压电器包括电压为60～1200V的刀开关、转换开关、熔断器、自动开关、接触器、控制器、主令电器、起动器、电阻器、变阻器及电磁铁等；对安装在一、二级负荷场所的低压电器，应按本条第2）、3）、4）款的规定进行。

4）低压电器采用的脱扣器的整定。

5）测量电阻器和变阻器的直流电阻。

6）低压电器连同所连接电缆及二次回路的交流耐压试验。

（2）测量低压电器连同所连接电缆及二次回路的绝缘电阻值，不应小于1MΩ；在比较潮湿的地方，可不小于0.5MΩ。

（3）电压线圈动作值的校验，应符合下述规定：线圈的吸合电压不应大于额定电压的85%，释放电压不应小于额定电压的5%；短时工作的合闸线圈应在额定电压的85%～110%范围内，分励线圈应在额定电压的75%～110%的范围内均能可靠工作。

（4）低压电器动作情况的检查，应符合下述规定：对采用电动机或液压、气压传动方式操作的电器，除产品另有规定外，当电压、液压或气压在额定值的85%～110%范围内，电器应可靠工作。

（5）低压电器采用的脱扣器的整定，各类过电流脱扣器、失压和分励脱扣器、延时装置等，应按使用要求进行整定。

（6）测量电阻器和变阻器的直流电阻值，其差值应分别符合产品技术条件的规定，电阻值应满足回路使用的要求。

（7）低压电器连同所连接电缆及二次回路的交流耐压试验，应符合下述规定：试验电压为1000V。当回路的绝缘电阻值在10MΩ以上时，可采用2500V绝缘电阻表代替，试验持续时间为1min。

高压电气设备绝缘的工频耐压试验电压标准见表3-72。

表3-72　高压电气设备绝缘的工频耐压试验电压标准

额定电压/kV	最高工件电压/kV	1min工频耐受电压有效值/kV											
		电压互感器		电流互感器		穿墙套管				支柱绝缘子、隔离开关			
						纯瓷和纯瓷充油绝缘		固体有机绝缘、油浸电容式、干式、SF_6式		纯瓷		固体有机绝缘	
		出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接	出厂	交接
3	3.6	25(18)	20(14)	25	20	25(18)	25(18)	25(18)	20(14)	25	25	25	22
6	7.2	30(23)	24(18)	30	24	30(23)	30(23)	30(23)	24(18)	32	32	32	26
10	12	42(28)	33(22)	42	33	42(28)	42(28)	42(28)	33(22)	42	42	42	38
15	17.5	55(40)	44(32)	55	44	55(40)	55(40)	55(40)	44(32)	57	57	57	50
20	24.0	65(50)	52(40)	65	52	65(50)	65(50)	65(50)	52(40)	68	68	68	59
35	40.5	95(80)	76(64)	95	76	95(80)	95(80)	95(80)	76(64)	100	100	100	90
66	69.0	140/185	112/148	140/185	112/148	140/185	140/185	140/185	112/148	165	165	165	148
110	126	200/230	160/184	200/230	160/184	200/230	200/230	200/230	160/184	265	265	265	240
220	252	395/460	316/368	395/460	316/368	395/460	395/460	395/460	316/368	495	495	495	440
330	363	510/630	408/504	510/630	408/504	510/630	510/630	510/630	408/504				
500	550	680/740	544/592	680/740	544/592	680/740	680/740	680/740	544/592				

注：1. 表中电气设备出厂试验电压参照现行国家标准GB 311.1—2012《绝缘配合　第1部分：定义、原则和规则》。

2. 括号内的数据为全绝缘结构电压互感器的匝间绝缘水平。

3. 斜杠上下为不同绝缘水平取值，以出厂（铭牌）值为准。

电机定子绕组绝缘电阻值换算至运行温度时的换算系数见表3-73。

表3-73　电机定子绕组绝缘电阻值换算至运行温度时的换算系数

定子绕组温度/℃		70	60	50	40	30	20	10	5
换算系数 K	热塑性绝缘	1.4	2.8	5.7	11.3	22.6	45.3	90.5	128
	B级热固性绝缘	4.1	6.6	10.5	16.8	26.8	43	68.7	87

表3-73的运行温度，对于热塑性绝缘为75℃，对于B级热固性绝缘为100℃。

当在不同温度测量时，可按表3-73所列温度换算系数进行换算。例如某热塑性绝缘发电机在 $t=10$℃时测得绝缘电阻值为100MΩ，则换算到 $t=75$℃时的绝缘电阻值为 $100/K=100/90.5=1.1$MΩ。

也可按下列公式进行换算：

对于热塑性绝缘：

$$R_t = R \times 2^{(75-t)/10}\ \text{MΩ} \tag{3.9.26-1}$$

对于B级热固性绝缘

$$R_t = R \times 1.6^{(100-t)/10}\text{MΩ} \tag{3.9.26-2}$$

式中　R——绕组热状态的绝缘电阻值；

R_t——当温度为 t℃ 时的绕组绝缘电阻值；

t——测量时的温度。

油浸电力变压器绕组直流泄漏电流参考值见表3-74。

表3-74　油浸电力变压器绕组直流泄漏电流参考值

额定电压/kV	试验电压峰值/kV	在下列温度时的绕组泄漏电流值/μA							
		10℃	20℃	30℃	40℃	50℃	60℃	70℃	80℃
2～3	5	11	17	25	39	55	83	125	178
6～15	10	22	33	50	77	112	166	250	356
20～35	20	33	50	74	111	167	250	400	570
63～330	40	33	50	74	111	167	250	400	570
500	60	20	30	45	67	100	150	235	330

特殊试验项目见表3-75。

表3-75　特殊试验项目

序　号	条　款	内　容
1	3.0.14	测量转子绕组的交流阻抗和功率损耗
2	3.0.15	测量三相短路特性曲线
3	3.0.16	测量空载特性曲线
4	3.0.17	在发电机空载额定电压下测录发电机定子开路时的灭磁时间常数
5	3.0.18	发电机在空载额定电压下自动灭磁装置分闸后测量定子残压

（续）

序　号	条　款	内　容
6	3.0.20	测量轴电压
7	3.0.21	定子绕组端部固有振动频率测试及模态分析
8	3.0.22	定子绕组端部现包绝缘施加直流电压测量
9	4.0.11	测录直流发电机的空载特性和以转子绕组为负载的励磁机负载特性曲线
10	5.0.5	测录空载特性曲线
11	7.0.12	变压器绕组变形试验
12	7.0.14	绕组边同套管的长时感应电压试验带局部放电测量
13	9.0.4	互感器的局部放电测量
14	9.0.9	互感器误差测量 （1）用于关口计量的互感器（包括电流互感器、电压互感器和组合互感器）必须进行误差测量，且进行误差检测的机构（实验室）必须是国家授权的法定计量检定机构； （2）用于非关口计量，电压等级35kV及以上的互感器，宜进行误差测量
15	9.0.12	电容式电压互感器（CTV）检测 CTV电磁单元因结构原因不能将中压联线引出时，必须进行误差试验，若对电容分压器绝缘有怀疑时，应打开电磁单元引出中压联线进行额定电压下的电容量和介质损耗角 tanδ 的测量
16	18.0.5	电力电缆交流耐压试验（35kV及以上电压等级）
17	F.0.3	交叉互联性能检验
18	19.0.14	耦合电容器的局部放电试验
19	25.0.3	测量35kV以上线路的工频参数
20	26.0.3	接地阻抗值测量（接地网）
21	全规范中	110kV及以上电压等级电气设备的交、直流耐压试验（或高电压测试）
22	全规范中	各种电气设备的局部放电试验
23	全规范中	SF_6气体和绝缘油（除击穿电压试验外）试验

3.10　输变电设备状态检修试验规程

状态检修是近几年推广的一种新的检修策略，其试验规程早期的有国家电网公司企业标准Q/GDW 168—2008《输变电设备状态检修试验规程》，后来国家能源局发布了电力行业标准DL/T393—2010《输变电设备状态检修试验规程》，两者起草单位、起草人员及内容几乎完全相同。为提高标准的适应性和有效性，国家电网公司对Q/GDW 168—2008进行了修订，于2013年12月5日发布了：Q/GDW 1168—2013《输变电设备状态检修试验规程》。该规程有8章：1范围、2规范性引用文件、3术语和定义、4总则、5交流设备、6直流设备、7绝缘油试验、8 SF_6气体湿度和成分检测。其中第5、6两章是核心部分，对每一种设备都分别用3个表格列出了巡检、例行试验、诊断性试验的项目。本节汇总了Q/GDW 1168—2013

中第5、7、8三章的内容，其中设备巡检特指设备专业巡检，有别于变电站日常巡检，巡检情况应有书面或电子文档记录。其他方面可参考本书9.7节。

变电站建成投运之后，保证其安全、可靠运行的一项重要措施就是进行状态检修试验或预防性试验，但在很多企业都没有给予应有的重视，大部分都没按时进行，这就给变电站留下了很大的安全隐患。例如，某企业变电站有两台S10系列40000kVA/110kV变压器，自2005年投运至2015年连续运行10年，没做过任何试验，连变压器油也没取样试验过。考虑到本章是全书中唯一一章专门的标准汇编，因此，本节将Q/GDW1168—2013中与变电站部分有关的主要条款汇编于此，尽管不是变电站设备安装及验收的内容。

3.10.1 油浸式电力变压器和电抗器 ㊀

3.10.1.1 油浸式电力变压器、电抗器巡检及例行试验

1. 油浸式电力变压器和电抗器巡检及例行试验项目（见表3-76、表3-77）

表3-76 油浸式电力变压器和电抗器巡检项目

巡检项目	基准周期	要求	说明条款㊁
外观检查	330kV及以上：2周； 220kV：1月； 110（66）kV：3月； 35kV及以下：1年	无异常	见2.（1）
油温和绕组温度		符合设备技术文件之要求	见2.（2）
呼吸器干燥剂(硅胶)		1/3以上处于干燥状态	见2.（3）
冷却系统		无异常	见2.（4）
声响及振动		无异常	见2.（5）

表3-77 油浸式电力变压器和电抗器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要求	说明条款
红外热像检测	330kV及以上：1月； 220kV：3月； 110（66）kV：半年； 35kV及以下：1年	无异常	见3.
油中溶解气体分析	330kV及以上：3月； 220kV：半年； 35kV～110（66）kV：1年	1）乙炔≤1μL/L（330kV及以上）≤5μL/L（其他）（注意值）； 2）氢气≤150μL/L（注意值）； 3）总烃≤150μL/L（注意值）； 4）绝对产气速率： ≤12mL/d（隔膜式）（注意值）或≤6mL/d（开放式）（注意值）； 5）相对产气速率：≤10%/月（注意值）	见4.

㊀ 3.10.1～3.10.21节中表3-76～表3-142分别对应原规程中表1～表67。

㊁ 本节层次结构："3.10.1"称作节，小节及以下各层次内容称作条或款，"3.10.1.1"称作小节。除非特别说明，表中"见××"均指本小节下面的层次内容。

（续）

例行试验项目	基 准 周 期	要　　求	说明条款
绕组电阻	220kV 及以上：3 年	1）1.6MVA 以上变压器，各相绕组电阻相间的差别不应大于三相平均值的 2%（警示值），无中性点引出的绕组，线间差别不应大于三相平均值的 1%（注意值）；1.6MVA 及以下的变压器，相间差别一般不大于三相平均值的 4%（警示值），线间差别一般不大于三相平均值的 2%（注意值）； 2）同相初值差不超过 ±2%（警示值）	见 5.
绝缘油例行试验	1）330kV 及以上：1 年； 2）220kV 及以下：3 年	见 3. 10. 22. 1	见 3. 10. 22. 1
套管试验	110（66）kV 及以上：3 年	见 3. 10. 7	见 3. 10. 7
铁心接地电流测量（带电）	1）220kV 及以上：1 年； 2）110（66）kV 及以下：2 年	≤100mA（注意值）	见 6.
铁心绝缘电阻	1）110（66）kV 及以上：3 年； 2）35kV 及以下：4 年	≥100MΩ（新投运 1000MΩ）（注意值）	见 7.
绕组绝缘电阻	1）110（66）kV 及以上：3 年； 2）35kV 及以下：4 年	1）无显著下降； 2）吸收比≥1.3 或极化指数≥1.5 或绝缘电阻≥10000MΩ（注意值）	见 8.
绕组绝缘介质损耗因数（20℃）	1）110（66）kV 及以上：3 年； 2）35kV 及以下：4 年	1）330kV 及以上：≤0.005（注意值）； 2）110（66）kV～220kV：≤0.008（注意值）； 3）35kV 及以下：≤0.015（注意值）	见 9.
有载分接开关检查（变压器）	见 10.	见 10.	见 10.
测温装置检查	1）110（66）kV 及以上：3 年 2）35kV 及以下：4 年	无异常	见 11.
气体继电器检查		无异常	见 12.
冷却装置检查		无异常	见 13.
压力释放装置检查	解体性检修时	无异常	见 14.

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下：

（1）外观无异常，油位正常，无油渗漏。

（2）记录油温、绕组温度，环境温度、负荷和冷却器开启组数。

（3）呼吸器呼吸正常；当 2/3 干燥剂受潮时应予更换；若干燥剂受潮速度异常，应检查密封，并取油样分析油中水分（仅对开放式）。

（4）冷却系统的风扇运行正常，出风口和散热器无异物附着或严重积污；潜油泵无异常声响、振动，油流指示器指示正确。

（5）变压器声响和振动无异常，必要时按 GB/T 1094.10—2003 测量变压器声级；如振动异常，可定量测量。

3. 红外热像检测

检测变压器箱体、储油柜、套管、引线接头及电缆等，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。检测和分析方法参考 DL/T 664—2008。

4. 油中溶解气体分析

除例行试验外，新投运、对核心部件或主体进行解体性检修后重新投运的变压器，在投运后的第 1、4、10、30 天各进行一次本项试验。若有增长趋势，即使小于注意值，也应缩短试验周期。烃类气体含量较高时，应计算总烃的产气速率。取样及测量程序参考 GB/T 7252—2001，同时注意设备技术文件的特别提示（如有）。

当怀疑有内部缺陷（如听到异常声响）、气体继电器有信号、经历了过负荷运行以及发生了出口或近区短路故障，应增加取样分析。

5. 绕组电阻

测量时，绕组电阻测量电流不宜超过 20A，铁心的磁化极性应保持一致。要求在扣除原始差异之后，同一温度下各绕组电阻的相间差别或线间差别不大于规定值。此外，还要求同一温度下，各相电阻的初值差不超过 ±2%。电阻温度修正按下式进行。

$$R_2 = R_1(T_k + t_2)/(T_k + t_1) \tag{3.10.1-1}$$

式中 R_1、R_2——温度为 t_1、t_2时的电阻；

T_k——常数，铜绕组 T_k为 235，铝绕组 T_k为 225。

无励磁调压变压器改变分接位置后、有载调压变压器分接开关检修后及更换套管后，也应测量一次。

电抗器参照执行。

6. 铁心接地电流测量（带电）

当铁心接地电流无异常时，可不进行铁心绝缘电阻测试。

7. 铁心绝缘电阻

绝缘电阻测量采用 2500V（老旧变压器 1000V）绝缘电阻表。除注意绝缘电阻的大小外，要特别注意绝缘电阻的变化趋势。夹件引出接地的，应分别测量铁心对夹件及夹件对地的绝缘电阻。

除例行试验之外，当油中溶解气体分析异常，在诊断时也应进行本项目试验。

8. 绕组绝缘电阻

电压等级为 220kV 及以上且容量为 120MV·A 及以上时，宜采用输出电流不小于 3mA 的绝缘电阻表。

测量时，铁心、外壳及非测量绕组应接地，测量绕组应短路，套管表面应清洁、干燥。采用 5000V 绝缘电阻表测量。测量宜在顶层油温低于 50℃时进行，并记录顶层油温。绝缘电阻受温度的影响可按下式进行近似修正。绝缘电阻下降显著时，应结合介质损耗因数及油质试验进行综合判断。测试方法参 DL/T 474.1—2006。

$$R_2 = R_1 1.5^{(t_1 - t_2)/10} \tag{3.10.1-2}$$

式中 R_1、R_2——温度为 t_1、t_2时的绝缘电阻。

除例行试验之外，当绝缘油例行试验中水分偏高，或者怀疑箱体密封被破坏，也应进行本项试验。

9. 绕组绝缘介质损耗因数

测量宜在顶层油温低于50℃且高于零度时进行，测量时记录顶层油温和空气相对湿度，非测量绕组及外壳应接地，必要时分别测量被测绕组对地、被测绕组对其他绕组的绝缘介质损耗因数。测量方法可参考 DL/T 474. 3—2006。

测量绕组绝缘介质损耗因数时，应同时测量电容值，若此电容值发生明显变化，应予以注意。分析时应注意温度对介质损耗因数的影响。

10. 有载分接开关检查

以下步骤可能会因制造商或型号的不同有所差异，必要时参考设备技术文件。

基准周期为 1 年的检查项目如下。

（1）储油柜、呼吸器和油位指示器，应按其技术文件要求检查。

（2）在线滤油器，应按其技术文件要求检查滤芯。

（3）打开电动机构箱，检查是否有任何松动、生锈；检查加热器是否正常。

（4）记录动作次数。

（5）如有可能，通过操作 1 步再返回的方法，检查电机和计数器的功能。

110（66）kV 及以上基准周期为 3 年、35kV 及以下基准周期为 4 年的检查项目如下。

（1）在手摇操作正常的情况下，就地电动和远方各进行一个循环的操作，无异常。

（2）检查紧急停止功能以及限位装置。

（3）在绕组电阻测试之前检查动作特性，测量切换时间；有条件时测量过渡电阻，电阻值的初值差不超过 ±10% 。

（4）油质试验：要求油耐受电压≥30kV；不满足要求时，需要对油进行过滤处理，或者换新油。

11. 测温装置检查

要求外观良好，运行中温度数据合理，相互比对无异常。

每两个试验周期校验一次，可与标准温度计比对，或按制造商推荐方法进行，结果应符合设备技术文件要求。同时采用 1000V 绝缘电阻表测量二次回路的绝缘电阻，一般不低于 1MΩ。

12. 气体继电器检查

检查气体继电器整定值，应符合运行规程和设备技术文件要求，动作正确。

每两个试验周期测量一次气体继电器二次回路的绝缘电阻，采用 1000V 绝缘电阻表测量，一般不低于 1MΩ。

13. 冷却装置检查

运行中，流向、温升和声响正常，无渗漏。强油水冷装置的检查和试验，按设备技术文件要求进行。

14. 压力释放装置检查

按设备技术文件要求进行检查，应符合要求。一般要求开启压力与出厂值的标准偏差在 ±10% 之内或符合设备技术文件要求。

3.10.1.2 油浸式电力变压器和电抗器诊断性试验

1. 油浸式电力变压器和电抗器诊断性试验项目（见表3-78）

表3-78 油浸式变压器和电抗器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　求	说明条款
绕组电阻	110kV及以下	见3.10.1.1.5①
空载电流和空载损耗测量	见2.	见2.
短路阻抗测量	见3.	见3.
感应耐压和局部放电测量	1）感应耐压：出厂试验值的80% 2）局部放电：1.3U_m/1.732下：≤300pC（注意值）	见4.
绕组频率响应分析	见5.	见5.
绕组各分接位置电压比	初值差不超过±0.5%（额定分接位置）；±1.0%（其他）（警示值）	见6.
直流偏磁水平检测（变压器）	见7.	见7.
电抗器电抗值测量	初值差不超过±5%（注意值）	见8.
纸绝缘聚合度测量	聚合度≥250（注意值）	见9.
绝缘油诊断性试验	见3.10.22.2	见3.10.22.2
整体密封性能检查	无油渗漏	见10.
声级及振动测定（带电）	符合设备技术文件要求	见11.
绕组直流泄漏电流测量	见12.	见12.
外施耐压试验	出厂试验值的80%	见13.
高频局部放电检测（带电）	无异常放电	见14.
超声波局部放电检测（带电）	无异常放电	—
特高频局部放电检测（带电）	无异常放电	—
机械振动检测（带电）	出具报告，积累数据	—

①“3.10.1.1.5”指“3.10.1.1”小节中的下一级层次中的“5.”，下同。

2. 空载电流和空载损耗测量

诊断铁心结构缺陷、匝间绝缘损坏等可进行本项目试验，试验电压尽可能接近额定值。试验电压值和接线应与上次试验保持一致。测量结果与上次相比，不应有明显差异。对单相变压器相间或三相变压器两个边相，空载电流差异不应超过10%。分析时一并注意空载损耗的变化。

3. 短路阻抗测量

诊断绕组是否发生变形时进行本项目试验，试验方法参见DL/T 1093—2008，宜在最大分接位置和相同电流下测量。试验电流可用额定电流，亦可低于额定值，但不宜小于5A。

不同容量及电压等级的变压器，要求分别如下：

（1）容量100MV·A及以下且电压等级220kV以下的变压器，初值差不超过±2%。

（2）容量100MV·A以上或电压等级220kV以上的变压器，初值差不超过±1.6%。

（3）容量100MV·A及以下且电压等级220kV以下的变压器三相之间的最大相对互差不应大于2.5%。

（4）容量100MV·A以上或电压等级220kV以上的变压器三相之间的最大相对互差不应大于2%。

4. 感应耐压和局部放电测量

验证绝缘强度或诊断是否存在局部放电缺陷时进行本项目试验。感应电压的频率应在100~300Hz。电压为出厂试验值的80%，时间按式（3.10.1-3）确定，但应在15~60s之间。试验方法参考GB 1094.3—2003。

$$t = 120 \times \text{额定频率}/\text{试验频率} \qquad (3.10.1\text{-}3)$$

在进行感应耐压试验之前，应先进行低电压下的相关试验以评估感应耐压试验的风险。

5. 绕组频率响应分析

诊断是否发生绕组变形时进行本项目试验。当绕组扫频响应曲线与原始记录基本一致时，即绕组频响曲线的各个波峰、波谷点所对应的幅值及频率基本一致时，可以判定被测绕组没有变形。测量和分析方法参考DL/T 911—2004。

6. 绕组各分接位置电压比

对核心部件或主体进行解体性检修之后，或怀疑绕组存在缺陷时，进行本项目试验，结果应与铭牌标识一致。

7. 直流偏磁水平检测

当变压器声响、振动异常时，进行中性点直流电流测量。

8. 电抗器电抗值测量

怀疑线圈或铁心（如有）存在缺陷时进行本项目试验。

9. 纸绝缘聚合度测量

诊断绝缘老化程度时，进行本项目试验，测量方法参考DL/T 984—2005。

10. 整体密封性能检查

对核心部件或主体进行解体性检修之后，或重新进行密封处理之后，进行本项目试验。采用储油柜油面加压法，在0.03MPa压力下持续24h，应无油渗漏。检查前应采取措施防止压力释放装置动作。

11. 声级及振动测定

当噪声异常时，可定量测量变压器声级，测量参考GB/T 1094.10—2003。如果振动异常，可定量测量振动水平，振动波主波峰的高度应不超过规定值，且与同型设备无明显差异。

12. 绕组直流泄漏电流测量

怀疑绝缘存在受潮等缺陷时进行本项目试验，测量绕组短路加压，其他绕组短路接地，施加直流电压值为20kV（35kV绕组）、40kV（66~330kV绕组）、60kV（500kV及以上绕组），加压60s时的泄漏电流与初值比应没有明显增加，与同型设备比没有明显差异。

13. 外施耐压试验

分级绝缘变压器，仅对中性点和低压绕组进行本项目试验；全绝缘变压器，对各绕组分别进行本项目试验。耐受电压为出厂试验值的80%，时间为60s。

14. 高频局部放电检测（带电）

检测从套管末屏接地线、高压电缆接地线（变压器为电缆出线结构）、铁心和夹件接地线上号。

当怀疑有局部放电时，比较其他检测方法，如油中溶解气体分析、特高频局部放电检测、超声波局部放电检测等方法对该设备进行综合分析。

3.10.2 SF_6 气体绝缘电力变压器

3.10.2.1 SF_6 气体绝缘电力变压器巡检及例行试验

1. SF_6 气体绝缘电力变压器巡检及例行试验项目（见表3-79、表3-80）

表3-79 SF_6 气体绝缘电力变压器巡检项目

巡检项目	基准周期	要求	说明条款
外观及气体压力	220kV及以上：1月； 110（66）kV：3月； 35kV及以下：1年	无异常	见2.（1）
气体和绕组温度		符合设备技术文件的要求	见2.（2）
声响及振动		无异常	见2.（3）

表3-80 SF_6 气体绝缘电力变压器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要求	说明条款
红外热像检测	110（66）kV及以上：半年； 35kV及以下：1年	无异常	见3.
绕组电阻	110（66）kV及以上：3年	1）1.6MVA以上变压器，各相绕组电阻相间的差别不应大于三相平均值的2%（警示值），无中性点引出的绕组，线间差别不应大于三相平均值的1%（注意）；1.6MVA及以下的变压器，相间差别一般不大于三相平均值的4%（警示值），线间差别一般不大于三相平均值的2%（注意值）； 2）同相初值差不超过±2%（警示值）	见3.10.1.1.5
铁心接地电流测量（带电）	1年	≤100mA（注意值）	见3.10.1.1.6
铁心绝缘电阻（有外引接地线）	110（66）kV及以上：3年	≥100MΩ（新投运1000MΩ）（注意值）	见3.10.1.1.7
绕组绝缘电阻	110（66）kV及以上：3年	1）绝缘电阻无显著下降； 2）吸收比≥1.3或极化指数≥1.5或绝缘电阻≥10000MΩ（注意值）	见3.10.1.1.8
绕组绝缘介质损耗因数（20℃）	110（66）kV及以上：3年	<0.008（注意值）	见3.10.1.1.9
SF_6 气体湿度检测（带电）	1年	见3.10.23.1	见3.10.23.1
有载分接开关检查	220kV：1年； 110（66）kV：3年	见3.10.1.1.10	见3.10.1.1.10
测温装置检查		无异常	见3.10.1.1.11
压力释放装置检查	解体性检修时	无异常	见3.10.1.1.14

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下：

（1）外观无异常，气体压力指示值正常。

（2）记录绕组温度，环境温度、负荷和冷却器开启组数，冷却器工作状态正常。

（3）变压器声响无异常；如果振动异常，可定量测量。

3. 红外热像检测

检测变压器箱体、套管、引线接头及电缆等，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。检测及分析方法参考 DL/T 664—2008。

4. 绕组绝缘电阻

参考 3. 10. 1. 1 小节 8. 部分。条件不具备时，可不进行。

3. 10. 2. 2　SF_6 气体绝缘电力变压器诊断性试验

1. SF_6 气体绝缘电力变压器诊断性试验项目（见表 3-81）

表 3-81　SF_6 气体绝缘电力变压器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　　求	说 明 条 款
空载电流测量	见 3. 10. 1. 2. 2	见 3. 10. 1. 2. 2
短路阻抗测量	见 3. 10. 1. 2. 3	见 3. 10. 1. 2. 3
感应耐压和局部放电测量	1）感应耐压：出厂试验值的 80%； 2）局部放电：1. 3U_m/1. 732 下：≤300pC（注意值）或符合制造商要求	见 3. 10. 1. 2. 4
绕组频率响应分析	见 3. 10. 1. 2. 5	见 3. 10. 1. 2. 5
绕组各分接位置电压比	初值差不超过 ±0. 5%（额定分接位置）±1. 0%（其他）（警示值）	见 3. 10. 1. 2. 6
气体密度表（继电器）校验	符合设备技术条件要求	见 2.
SF_6 气体成分分析（带电）	见 3. 10. 23. 2	见 3. 10. 23. 2
SF_6 气体密封性检测	≤0. 1%/年或符合设备技术文件要求（注意值）	见 3.
高频局部放电检测（带电）	无异常放电	见 3. 10. 1. 2. 14
超声波局部放电检测（带电）	无异常放电	—
特高频局部放电检测（带电）	无异常放电	—
机械振动检测（带电）	出具报告，积累数据	—

2. 气体密度表（继电器）校验

数据显示异常或达到制造商推荐的校验周期时，进行本项目。校验按设备技术文件要求进行。

3. SF_6 气体密封性检测

当气体密度（压力）显示有所降低，或定性检测发现气体泄漏时，进行本项目。检测方法可参考 GB/T 11023—1989。

3.10.3 干式变压器、电抗器和消弧线圈

3.10.3.1 干式变压器、电抗器、消弧线圈巡检及例行试验项目（见表3-82、表3-83）

表3-82 干式变压器、电抗器和消弧线圈巡检项目

巡检项目	基准周期	要求	说明条款
外观检查	110（66）kV及以上：3月； 35kV及以下：1年	无异常	—
绕组温度		符合设备技术文件之要求	—
接地装置		应有防锈层及明显的接地标志	—
防止直接接触保护标志		符合GB/T 5465.2—2008的规定	—
声响及振动		无异常	—

表3-83 干式变压器、电抗器和消弧线圈例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要求	说明条款
红外热像检测	110（66）kV及以上：半年； 35kV及以下：1年	无异常	见3.10.2.1.3
绕组电阻	4年	1）1.6MVA以上变压器，各相绕组电阻相间的差别不应大于三相平均值的2%（警示值），无中性点引出的绕组，线间差别不应大于三相平均值的1%（注意）；1.6MVA及以下的变压器，相间差别一般不大于三相平均值的4%（警示值），线间差别一般不大于三相平均值的2%（注意值）； 2）同相初值差不超过±2%（警示值）	见3.10.1.1.5
绕组绝缘电阻	4年	1）绝缘电阻无显著下降； 2）吸收比≥1.3或极化指数≥1.5或绝缘电阻≥10000MΩ（注意值）	见3.10.1.1.8
测温装置及其二次回路试验	4年	1）指示正确，测温电阻值应和出厂值相符； 2）绝缘电阻一般不低于1MΩ	见3.10.1.1.11

3.10.3.2 干式变压器、电抗器和消弧线圈诊断性试验（见表3-84）

表3-84 干式变压器、电抗器和消弧线圈诊断性试验项目

诊断性试验项目	要求	说明条款
空载电流测量	见3.10.1.2.2	见3.10.1.2.2
短路阻抗测量	见3.10.1.2.3	见3.10.1.2.3
感应耐压和局部放电测量	1）感应耐压：出厂试验值的80%； 2）局部放电：≤10pC(注意值)或符合制造商要求	—
绕组各分接位置电压比	初值差不超过±0.5%（额定分接位置）；±1.0%（其他）（警示值）	见3.10.1.2.6
高频局部放电检测（带电）	无异常放电	见3.10.1.2.14
特高频局部放电检测（带电）	无异常放电	—

3.10.4 电流互感器

3.10.4.1 电流互感器巡检及例行试验

1. 电流互感器巡检及例行试验项目（见表3-85、表3-86）

表3-85 电流互感器巡检项目

巡检项目	基准周期	要求	说明条款
外观检查	330kV及以上：2周 220kV：1月 110（66）kV：3月 35kV及以下：1年	外观无异常	见2.

表3-86 电流互感器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要求	说明条款
红外热像检测	330kV及以上：1月； 220kV：3月； 110kV：半年； 35kV及以下：1年	无异常	见3.
油中溶解气体分析（油纸绝缘）	110（66）kV及以上： 正立式≤3年； 倒置式≤6年	1）乙炔≤2μL/L（110（66）kV）≤1μL/L（220kV及以上）（注意值）； 2）氢气≤150μL/L（110（66）kV及以上）（注意值）； 3）总烃≤100μL/L（110（66）kV及以上）（注意值）	见4.
绝缘电阻	110（66）kV及以上：3年	1）一次绕组：一次绕组的绝缘电阻应大于3000MΩ，或与上次测量值相比无显著变化； 2）末屏对地（电容型）：>1000MΩ（注意值）	见5.
电容量和介质损耗因数（固体绝缘或油纸绝缘）	110（66）kV及以上：3年	1）电容量初值差不超过±5%（警示值）； 2）介质损耗因数tanδ满足下表要求（注意值） U_m（kV） 126/72.5 252/363 ≥550tanδ ≤0.01 ≤0.008 ≤0.007 聚四氟乙烯缠绕绝缘：≤0.005 超过注意值时，参考3.10.4.1.6原则判断	见6.
SF_6气体湿度检测（SF_6绝缘）（带电）	110（66）kV及以上：3年	≤500μL/L（注意值）	见3.10.23.1
相对介质损耗因数（带电）（固体绝缘或油纸绝缘）	220kV及以上：1年； 110（66）kV：2年	相对介质损耗因数变化量≤0.003（注意值）	见7.
相对电容量比值（带电）（固体绝缘或油纸绝缘）	220kV及以上：1年； 110（66）kV：2年	相对电容量比值初值差≤5%（警示值）	见8.

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下。

（1）高压引线、接地线等连接正常；本体无异常声响或放电声；瓷套无裂纹；复合绝缘外套无电蚀痕迹或破损；无影响设备运行的异物。

（2）充油的电流互感器，无油渗漏，油位正常，膨胀器无异常升高；充气的电流互感器，气体密度值正常，气体密度表（继电器）无异常。

（3）二次电流无异常。

3. 红外热像检测

检测高压引线连接处、电流互感器本体等，红外热像图显示应无异常温升、温差/和或相对温差。检测和分析方法参考 DL/T 664—2008。

4. 油中溶解气体分析

取样时，需注意设备技术文件的特别提示（如有），并检查油位应符合设备技术文件的要求。制造商明确禁止取油样时，宜作为诊断性试验。

5. 绝缘电阻

采用 2500V 绝缘电阻表测量。当有两个一次绕组时，还应测量一次绕组间的绝缘电阻。一次绕组的绝缘电阻应大于 3000MΩ，或与上次测量值相比无显著变化。有末屏端子的，测量末屏对地绝缘电阻。测量结果应符合要求。

6. 电容量和介质损耗因数

测量前应确认外绝缘表面清洁、干燥。如果测量值异常（测量值偏大或增量偏大），可测量介质损耗因数与测量电压之间的关系曲线，测量电压从 10kV 到 $U_m/1.732$，介质损耗因数的增量应不超过 ±0.003，且介质损耗因数不大于 0.007（$U_m \geqslant 550$kV）、0.008（U_m 为 363kV/252kV）、0.01（U_m 为 126kV/72.5kV）。当末屏绝缘电阻不能满足要求时，可通过测量末屏介质损耗因数做进一步判断，测量电压为 2kV 时，通常要求小于 0.015。

7. 相对介质损耗因数（带电）

具备条件时做本项试验，检测从末屏接地线上取信号，单根测试线长度应保证在 15m 以内。可取异相电流互感器或同相的套管末屏电流换算与自身末屏电流相位差值的正切值。

变化量 = | 本次试验值 – 初值 | 。初值宜选取设备停电状态下的介质损耗因数为合格、带电后一周内检测的数值。相对设备宜选择同相异类设备，如果因距离原因可选择同类异相设备，但一经确定就不可更改。当达到缺陷标准时，应停电进行例行试验。

8. 相对电容量比值（带电）

具备条件时做本项试验，检测从末屏接地线上取信号，单根测试线长度应保证在 15m 以内。可取异相电流互感器或同相的套管末屏电流换算电容值与本身电容的比值。

初值宜选取设备停电状态下的电容量为合格、带电后一周内检测的数值。相对设备宜选择同相异类设备，如果因距离原因可选择同类异相设备，但一经确定就不可更改。当达到缺陷标准时，应停电进行例行试验。

3.10.4.2 电流互感器诊断性试验

1. 电流互感器诊断性试验项目（见表3-87）

表3-87 电流互感器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要 求	说明条款
绝缘油试验（油纸绝缘）	见3.10.22.1	见3.22.1
交流耐压试验	1）一次绕组：试验电压为出厂试验值的80%； 2）二次绕组之间及末屏对地：2kV	见2.
局部放电测量	1.2U_m/1.732下， ≤20pC（气体）； ≤20pC（油纸绝缘及聚四氟乙烯缠绕绝缘）； ≤50pC（固体）（注意值）	见3.
电流比校核	符合设备技术文件要求	见4.
绕组电阻测量	与初值比较，应无明显差别	见5.
气体密封性检测（SF_6绝缘）	≤0.5%/年或符合设备技术文件要求（注意值）	见6.
气体密度表（继电器）校验（SF_6绝缘）	见7.	见7.
高频局部放电检测（带电）	无异常放电	见8.
SF_6气体纯度分析（带电）	纯度≥97%	见3.10.23.2

2. 交流耐压试验

需要确认设备绝缘介质强度时进行本项试验。一次绕组的试验电压为出厂试验值的80%、二次绕组之间及末屏对地的试验电压为2kV，时间为60s。

如SF_6电流互感器压力下降到0.2MPa以下，补气后应做老练和交流耐压试验。

3. 局部放电测量

检验是否存在严重局部放电时进行本项试验。

4. 电流比校核

对核心部件或主体进行解体性检修之后，或需要确认电流比时，进行本项试验。在5%～100%额定电流范围内，从一次侧注入任一电流值，测量二次侧电流，校核电流比。

5. 绕组电阻测量

红外检测温升异常，或怀疑一次绕组存在接触不良时，应测量一次绕组电阻。要求测量结果与初值比没有明显增加，并符合设备技术文件要求。

二次电流异常，或有二次绕组方面的家族缺陷时，应测量二次绕组电阻，分析时应考虑温度的影响。

6. 气体密封性检测

当气体密度表显示密度下降或定性检测发现气体泄漏时，进行本项试验，方法可参考GB/T 11023—1989。

7. 气体密度表（继电器）校验

数据显示异常或达到制造商推荐的校验周期时，进行本项试验。校验按设备技术文件要求进行。

8. 高频局部放电检测（带电）

油纸绝缘电流互感器检测可从套管末屏接地线上取信号。当怀疑有局部放电时，应结合

其他检测方法的检测结果进行综合分析。

3.10.5 电磁式电压互感器

3.10.5.1 电磁式电压互感器巡检及例行试验

1. 电磁式电压互感器巡检及例行试验项目（见表3-88、表3-89）

表3-88 电磁式电压互感器巡检项目

巡检项目	基准周期	要求	说明条款
外观检查	330kV及以上：2周； 220kV：1月； 110（66）kV：3月； 35kV及以下：1年	外观无异常	见2.

表3-89 电磁式电压互感器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要求	说明条款
红外热像检测	330kV及以上：1月； 220kV：3月； 110（66）kV：半年； 35kV及以下：1年	无异常	见3.
绕组绝缘电阻	110（66）kV及以上：3年	1）一次绕组：初值差不超过-50%（注意值）； 2）二次绕组：≥10MΩ（注意值）	见4.
绕组绝缘介质损耗因数（20℃）	110（66）kV及以上：3年	1）≤0.02（串级式）（注意值）； 2）≤0.005（非串级式）（注意值）	见5.
油中溶解气体分析（油纸绝缘）	110（66）kV及以上：3年	1）乙炔≤2μL/L（注意值）； 2）氢气≤150μL/L（注意值）； 3）总烃≤100μL/L（注意值）	见6.
SF_6气体湿度检测（SF_6绝缘）（带电）	110（66）kV及以上：3年	≤500μL/L（注意值）	见3.10.23.1

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下。

（1）高压引线、接地线等连接正常；无异常声响或放电声；瓷套无裂纹；复合绝缘外套无电蚀痕迹或破损；无影响设备运行的异物。

（2）油位正常（油纸绝缘），或气体密度值正常（SF_6绝缘）。

（3）二次电压无异常，必要时带电测量二次电压。

3. 红外热像检测

红外热像检测高压引线连接处、本体等，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。测量和分析方法参考DL/T 664—2008。

4. 绕组绝缘电阻

一次绕组用2500V绝缘电阻表，二次绕组采用1000V绝缘电阻表。测量时非被测绕组应接地。同等或相近测量条件下，绝缘电阻应无显著降低。

5. 绕组绝缘介质损耗因数

测量一次绕组的介质损耗因数，一并测量电容量，作为综合分析的参考，测量方法参考DL/T 474.3—2006。

6. 油中溶解气体分析

取样时，需注意设备技术文件的特别提示（如有），并检查油位应符合设备技术文件的要求。制造商明确禁止取油样时，宜作为诊断性试验。

3.10.5.2 电磁式电压互感器诊断性试验

1. 电磁式电压互感器诊断性试验项目（见表3-90）

表3-90 电磁式电压互感器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　求	说明条款
交流耐压试验	一次绕组耐受80%出厂试验电压； 二次绕组之间及一次绕组末端对地2kV	见2.
局部放电测量	$1.2U_m/1.732$下： ≤20pC（气体）； ≤20pC（液体浸渍）； ≤50pC（固体）（注意值）	见3.
绝缘油试验（油纸绝缘）	见3.10.22.1	见3.10.22.1
SF_6气体成分分析（SF_6绝缘）	见3.10.23.2	见3.10.23.2
支架介质损耗测量	支架介质损耗≤0.05	—
电压比校核	符合设备技术文件要求	见4.
励磁特性测量	见5.	见5.
气体密封性检测（SF_6绝缘）	≤0.5%/年或符合设备技术文件要求（注意值）	见3.10.4.2.6
气体密度表（继电器）校验（SF_6绝缘）	符合设备技术文件要求	见3.10.4.2.7
高频局部放电检测（带电）	无异常放电	见6.

2. 交流耐压试验

需要确认设备绝缘介质强度时进行本项试验。试验电压为出厂试验值的80%，时间为60s。一次绕组采用感应耐压，二次绕组采用外施耐压。对于感应耐压试验，当频率在100～300Hz时，持续时间应按式（3.10.1-3）确定，但不少于15s。进行感应耐压试验时应考虑容升现象。试验方法参考GB 1207—2006。

3. 局部放电测量

检验是否存在严重局部放电时进行本项试验。在电压幅值为$1.2U_m/1.732$下测量，测量结果符合技术要求。测量方法参考GB 1207—2006。

4. 电压比校核

对核心部件或主体进行解体性检修之后，或需要确认电压比时，进行本项试验。在80%～100%的额定电压范围内，在一次侧施加任一电压值，测量二次侧电压，验证电压比。简单检查可取更低电压。

5. 励磁特性测量

对核心部件或主体进行解体性检修之后，或有计量要求时，进行本项试验。试验时，电

压施加在二次端子上，电压波形为标准正弦波。测量点至少包括额定电压的 0.2、0.5、0.8、1.0、1.2 倍，测量出对应的励磁电流，与出厂值相比应无显著改变；与同一批次、同一型号的其他电磁式电压互感器相比，彼此差异不应大于 30%。

6. 高频局部放电检测（带电）

当怀疑有局部放电时，应结合其他检测方法的检测结果进行综合分析。

3.10.6 电容式电压互感器

3.10.6.1 电容式电压互感器巡检及例行试验

1. 电容式电压互感器巡检及例行试验项目（见表 3-91 、表 3-92 ）

表 3-91 电容式电压互感器巡检项目

巡检项目	基准周期	要求	说明条款
外观检查	330kV 及以上：2 周； 220kV：1 月； 110（66）kV：3 月； 35kV 及以下：1 年	外观无异常	见 2.

表 3-92 电容式电压互感器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要求	说明条款
红外热像检测	330kV 及以上：1 月； 220kV：3 月； 110（66）kV：半年； 35kV 及以下：1 年	无异常	见 3.
分压电容器试验	110（66）kV 及以上：3 年	1）极间绝缘电阻≥5000MΩ（注意值）； 2）电容量初值差不超过 ±2%（警示值）； 3）介质损耗因数： ≤0.005（油纸绝缘）（注意值） ≤0.0025（膜纸复合）（注意值）	见 4.
二次绕组绝缘电阻	110（66）kV 及以上：3 年	≥10MΩ（注意值）	见 5.

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下。

（1）高压引线、接地线等连接正常；无异常声响或放电声；瓷套无裂纹；无影响设备运行的异物。

（2）油位正常。

（3）二次电压无异常，必要时带电测量二次电压。

3. 红外热像检测

红外热像检测高压引线连接处、本体等，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。检测和分析方法参考 DL/T 664—2008 。

4. 分压电容器试验

在测量电容量时宜同时测量介质损耗因数，多节串联的，应分节独立测量。试验时应按设备技术文件要求并参考 DL/T 474—2006 进行。

除例行试验外，当二次电压异常时，也应进行本项试验。

5. 二次绕组绝缘电阻

二次绕组绝缘电阻可用 1000V 绝缘电阻表测量。

3.10.6.2 电容式电压互感器诊断性试验

1. 电容式电压互感器诊断性试验项目（见表 3-93）

表 3-93 电容式电压互感器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　　求	说 明 条 款
局部放电测量	1.2U_m/1.732 下：≤10pC	见 2.
电磁单元感应耐压试验	试验电压为出厂试验值的 80% 或按设备技术文件要求	见 3.
电磁单元绝缘油击穿电压和水分测量	见 3.10.22.1	见 4.
阻尼装置检查	符合设备技术文件要求	—
相对介质损耗因数（带电）	相对介质损耗因数变化量≤0.003（注意值）	见 5.
相对电容量比值（带电）	相对电容量比值初值差≤5%（警示值）	见 6.

2. 局部放电测量

诊断是否存在严重局部放电缺陷时进行本项试验。试验在完整的电容式电压互感器上进行。在电压值为 1.2$U_m/\sqrt{3}$下测量，测量结果符合技术要求。试验电压不能满足要求时，可将分压电容按单节进行。

3. 电磁单元感应耐压试验

试验前把电磁单元与电容分压器分开，若因产品结构原因在现场无法拆开的可不进行耐压试验。

试验电压为出厂试验值的 80%，或按设备技术文件要求进行，时间为 60s。进行感应耐压试验时，耐压时间按式（3.10.1-3）进行折算，但应在 15 ~ 60s 之间。试验方法参考GB/T 20840.5—2013。

4. 电磁单元绝缘油击穿电压和水分测量

当二次绕组绝缘电阻不能满足要求，或存在密封缺陷时，进行本项试验。

5. 相对介质损耗因数（带电）

具备条件时做本项试验，检测从电容末端接地线上取信号，单根测试线长度应保证在 15m 以内。可取临近同相的电流互感器末屏电流与本身电流相位差值的正切值。

变化量 = | 本次试验值 - 初值 | 。初值宜选取设备停电状态下的介质损耗因数为合格、带电后一周内检测的数值。相对设备宜选择同相异类设备，如果因距离原因可选择同类异相设备，但一经确定就不可更改。当达到缺陷标准时，应停电进行例行试验。

6. 相对电容量比值（带电）

具备条件时做本项试验，检测从电容末端接地线上取信号，单根测试线长度应保证在 15m 以内。可取临近同相的电流互感器末屏电流换算电容值与本身电容的比值。

初值宜选取设备停电状态下的电容量为合格、带电后一周内检测的数值。相对设备宜选择同相异类设备，如果因距离原因可选择同类异相设备，但一经确定就不可更改。当达到缺

陷标准时，应停电进行例行试验。

3.10.7 高压套管

本节所述套管包括各类设备套管和穿墙套管，“充油”包括纯油绝缘套管、油浸纸绝缘套管和油气混合绝缘套管；“充气”包括 SF_6 绝缘套管和油气混合绝缘套管；“电容型”包括所有采用电容屏均压的套管等。

3.10.7.1 高压套管巡检及例行试验

1. 高压套管巡检及例行试验项目（见表 3-94、表 3-95）

表 3-94 高压套管巡检项目

巡检项目	基准周期	要求	说明条款
外观检查	330kV 及以上：2 周； 220kV：1 月； 110（66）kV：3 月； 35kV 及以下：1 年	无异常	见 2.
油位及渗漏检查（充油）		无异常	
气体密度值检查（充气）		符合设备技术文件要求	

表 3-95 高压套管例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要求	说明条款
红外热像检测	330kV 及以上：1 月； 220kV：3 月； 110（66）kV：半年； 35kV 及以下：1 年	无异常	见 3.
绝缘电阻	110（66）kV 及以上：3 年	1）主绝缘：≥10000MΩ（注意值） 2）末屏对地：≥1000MΩ（注意值）	见 4.
电容量和介质损耗因数（20℃）（电容型）	110（66）kV 及以上：3 年	1）电容量初值差不超过 ±5%（警示值） 2）介质损耗因数 tanδ 满足下表要求（注意值）U_m（kV）126/72.5、252/363、≥550、tanδ、≤0.01、≤0.008、≤0.007 聚四氟乙烯缠绕绝缘：≤0.005 超过注意值时，参考 5. 原则判断	见 5.
SF_6 气体湿度检测（充气）（带电）	110（66）kV 及以上：3 年	符合设备技术文件要求	见 3.23.1
相对介质损耗因数（带电）	110（66）kV 及以上：1 年	相对介质损耗因数变化量≤0.003（注意值）	见 6.
相对电容量比值（带电）	110（66）kV 及以上：1 年	相对电容量比值初值差≤5%（警示值）	见 7.

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下。

（1）高压引线、末屏接地线等连接正常；无异常声响或放电声；瓷套无裂纹；复合绝缘外套无电蚀痕迹或破损；无影响设备运行的异物。

（2）充油套管油位正常、无油渗漏；充气套管气体密度值正常。

3. 红外热像检测

检测套管本体、引线接头等，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。检

测和分析方法参考 DL/T 664—2008。

4. 绝缘电阻

包括套管主绝缘和末屏对地绝缘的绝缘电阻，采用 2500V 绝缘电阻表测量。

5. 电容量和介质损耗因数测量

对于变压器套管，被测套管所属绕组短路加压，其他绕组短路接地。如果试验电压加在套管末屏的试验端子，则必须严格控制在设备技术文件许可值以下（通常为 2000V），否则可能导致套管损坏。

测量前应确认外绝缘表面清洁、干燥。如果测量值异常（测量值偏大或增量偏大），可测量介质损耗因数与测量电压之间的关系曲线，测量电压从 10kV 到 $U_m/1.732$，介质损耗因数的增量应不超过 ±0.003，且介质损耗因数不大于 0.007（$U_m \geqslant 550kV$）、0.008（U_m 为 363kV/252kV）、0.01（U_m 为 126kV/72.5kV）。分析时应考虑测量温度影响。

不便断开高压引线且测量仪器负载能力不足时，试验电压可加在套管末屏的试验端子，套管高压引线接地，把高压接地电流接入测量系统。此时试验电压必须严格控制在设备技术文件许可值以下（通常为 2000V）。要求与上次同一方法的测量结果相比无明显变化。出现异常时，需采用常规测量方法验证。

6. 相对介质损耗因数（带电）

具备条件时做本项试验，检测从套管末屏接地线上取信号，单根测试线长度应保证在 15m 以内。可取同相的电流互感器末屏电流与本身末屏电流相位差值的正切值。

变化量 = | 本次试验值 - 初值 | 。初值宜选取设备停电状态下的介质损耗因数为合格、带电后一周内检测的数值。相对设备宜选择同相异类设备，如果因距离原因可选择同类异相设备，但一经确定就不可更改。当达到缺陷标准时，应停电进行例行试验。

7. 相对电容量比值（带电）

具备条件时做本项试验，检测从套管末屏接地线上取信号，单根测试线长度应保证在 15m 以内。可取同相的电流互感器电容与本身电容的比值。

初值宜选取设备停电状态下的电容量为合格、带电后一周内检测的数值。相对设备宜选择同相异类设备，如果因距离原因可选择同类异相设备，但一经确定就不可更改。当达到缺陷标准时，应停电进行例行试验。

3.10.7.2 高压套管诊断性试验

1. 高压套管诊断性试验项目（见表 3-96）

表 3-96 高压套管诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　求	说明条款
油中溶解气体分析（充油）	1）乙炔 ≤ 1μL/L（220kV 及以上）≤ 2μL/L（其他）（注意值）； 2）氢气≤140μL/L（注意值）； 3）甲烷≤40μL/L（注意值），同时应根据气体含量有效比值进一步分析	见 2.
末屏（如有）介质损耗因数	≤0.015（注意值）	见 3.

（续）

诊断性试验项目	要　　求	说 明 条 款
交流耐压和局部放电测量	1）交流耐压：出厂试验值的 80%； 2）局部放电（ ）（注意值）：1.05/3mU 油浸纸、复合绝缘、树脂浸渍、充气：≤10pC； 树脂粘纸（胶纸绝缘）：≤100pC	见 4.
气体密封性检测（充气）	≤0.5%/年或符合设备技术文件要求（注意值）	见 3.10.4.2.6
气体密度表（继电器）校验（充气）	符合设备技术文件要求	见 3.10.4.2.7
SF_6气体成分分析（充气）	见 3.10.23.2	见 3.10.23.2
高频局部放电检测（带电）	无异常放电	见 5.

2. 油中溶解气体分析

在怀疑绝缘受潮、劣化，或者怀疑内部可能存在过热、局部放电等缺陷时进行本项试验。取样时，务必注意设备技术文件的特别提示（如有），并检查油位应符合设备技术文件的要求。判断和检方测法参考 GB/T 24624—2009。

3. 末屏介质损耗因数

当套管末屏绝缘电阻不能满足要求时，可通过测量末屏介质损耗因数做进一步判断。试验电压应控制在设备技术文件许可值以下（通常为 2000V）。

4. 交流耐压和局部放电测量

需要验证绝缘强度，或诊断是否存在局部放电缺陷时进行本项试验。如有条件，应同时测量局部放电。交流耐压为出厂试验值的 80%，时间 60s。

对于变压器（电抗器）套管，应拆下并安装在专门的油箱中单独进行。试验方法参考 GB/T 4109—2008。

5. 高频局部放电检测（带电）

检测从套管末屏接地线上取信号。

当怀疑有局部放电时，应结合其他检测方法的检测结果进行综合分析。当套管应用于变压器或电抗器时，其内部局部放电会在套管测试数据表征出来，因此要结合变压器或电抗器本体测试结果综合分析。

3.10.8　SF_6断路器

3.10.8.1　SF_6断路器巡检及例行试验

1. SF_6断路器巡检及例行试验项目（见表 3-97、表 3-98）

表 3-97　SF_6断路器巡检项目

巡 检 项 目	基 准 周 期	要　　求	说 明 条 款
外观检查	500kV 及以上：2 周； 220kV～330kV：1 月； 110（66）kV：3 月； 35kV 及以下：1 年	外观无异常	见 2.
气体密度值检查		密度符合设备技术文件要求	
操动机构状态检查		状态正常	

表 3-98　SF_6断路器例行试验项目

例行试验项目	基 准 周 期	要　　求	说 明 条 款
红外热像检测	500kV 及以上：1 月； 220kV～330kV：3 月； 110（66）kV：半年； 35kV 及以下：1 年	无异常	见 3.
主回路电阻测量	110（66）kV 及以上：3 年 35kV 及以下：4 年	≤制造商规定值（注意值）	见 4.
断口间并联电容器电容量和介质损耗因数	110（66）kV 及以上：3 年	1）电容量初值差不超过 ±5%（警示值） 2）介质损耗因数： 油浸纸≤0.005 膜纸复合≤0.0025（注意值）	见 5.
合闸电阻阻值及合闸电阻预接入时间	110（66）kV 及以上：3 年	1）初值差不超过 ±5%（注意值）； 2）预接入时间符合设备技术文件要求	见 6.
例行检查和测试	110（66）kV 及以上：3 年； 35kV 及以下：4 年	见 7.	见 7.
SF_6气体湿度检测（带电）	110（66）kV 及以上：3 年； 35kV 及以下：4 年	≤300μL/L（注意值）	见 3.10.23.1

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下。

（1）外观无异常；无异常声响；高压引线、接地线连接正常；瓷件无破损、无异物附着；并联电容器无渗漏。

（2）气体密度值正常。

（3）加热器功能正常（每半年检查一次）。

（4）操动机构状态正常（液压机构油压正常；气动机构气压正常；弹簧机构弹簧位置正确）。

（5）记录开断短路电流值及发生日期，记录开关设备的操作次数。

3. 红外热像检测

检测断口及断口并联元件、引线接头、绝缘子等，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。判断时，应该考虑测量时及前 3h 负荷电流的变化情况，注意与同等运行条件下其他断路器进行比较。测量和分析方法可参考 DL/T 664—2008。

4. 主回路电阻测量

在合闸状态下，测量进、出线之间的主回路电阻。测量电流可取 100A 到额定电流之间的任一值，测量方法和要求参考 DL/T 593—2006。

当红外热像显示断口温度异常、相间温差异常，或自上次试验之后又有 100 次以上分、合闸操作，也应进行本项试验。

5. 断口间并联电容器电容量和介质损耗因数

在分闸状态下测量。对于瓷柱式断路器，与断口一起测量；对于罐式断路器（包括 GIS

中的断路器），按设备技术文件规定进行。测试结果不符合要求时，可对电容器独立进行测量。

6. 合闸电阻阻值及合闸电阻预接入时间

同等测量条件下，合闸电阻的初值差应满足要求。合闸电阻的预接入时间按设备技术文件规定校核。对于不解体无法测量的情况，只在解体性检修时进行。

7. 例行检查和测试

（1）例行检查和测试时，具体要求说明如下。

1）轴、销、锁扣和机械传动部件检查，如有变形或损坏应予更换；

2）瓷绝缘件清洁和裂纹检查；

3）操动机构外观检查，如按力矩要求抽查螺栓、螺母是否有松动，检查是否有渗漏等；

4）检查操动机构内、外积污情况，必要时需进行清洁；

5）检查是否存在锈迹，如有需进行防腐处理；

6）按设备技术文件要求对操动机构机械轴承等活动部件进行润滑；

7）分、合闸线圈电阻的检测结果应符合设备技术文件要求，没有明确要求时，以线圈电阻初值差不超过 ±5% 作为判据；

8）储能电动机工作电流及储能时间的检测结果应符合设备技术文件要求。储能电动机应能在 85% ~110% 的额定电压下可靠工作；

9）检查辅助回路和控制回路电缆、接地线是否完好；用 1000V 绝缘电阻表测量电缆的绝缘电阻，应无显著下降；

10）缓冲器检查按设备技术文件要求进行；

11）防跳跃装置检查按设备技术文件要求进行；

12）联锁和闭锁装置检查按设备技术文件要求进行；

13）并联合闸脱扣器在合闸装置额定电源电压的 85% ~110% 范围内，应可靠动作；并联分闸脱扣器在分闸装置额定电源电压的 65% ~110%（直流）或 85% ~110%（交流）范围内，应可靠动作；当电源电压低于额定电压的 30% 时，脱扣器不应脱扣；

14）在额定操作电压下测试时间特性，要求：合、分指示正确；辅助开关动作正确；合、分闸时间，合、分闸不同期，合-分时间满足技术文件要求且没有明显变化；必要时，测量行程特性曲线做进一步分析。除有特别要求的之外，相间合闸不同期不大于 5ms，相间分闸不同期不大于 3ms；同相各断口合闸不同期不大于 3ms，同相分闸不同期不大于 2ms。

（2）对于液（气）压操动机构，还应进行下列各项检查或试验，结果均应符合设备技术文件要求。

1）机构压力表、机构操作压力（气压、液压）整定值和机械安全阀校验；

2）分闸、合闸及重合闸操作时的压力（气压、液压）下降值；

3）在分闸和合闸位置分别进行液（气）压操动机构的泄漏试验；

4）液压机构及气动机构，进行防失压慢分试验和非全相合闸试验。

3.10.8.2 SF_6 断路器诊断性试验

1. SF_6 断路器诊断性试验项目（见表 3-99）

表 3-99　SF_6 断路器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　　求	说 明 条 款
气体密封性检测	≤0.5%/年或符合设备技术文件要求（注意值）	见 3.10.4.2.6
气体密度表（继电器）校验	符合设备技术文件要求	见 3.10.4.2.7
交流耐压试验	见 2.	见 2.
超声波局部放电检测（带电）	无异常放电	见 3.
SF_6 气体成分分析（带电）	见 3.10.23.2	见 3.10.23.2

2. 交流耐压试验

对核心部件或主体进行解体性检修之后，或必要时，进行本项试验。包括相对地（合闸状态）和断口间（罐式、瓷柱式定开距断路器，分闸状态）两种方式。试验在额定充气压力下进行，试验电压为出厂试验值的 80%，耐压时间为 60s，试验方法参考 DL/T 593—2006。

3. 超声波局部放电检测（带电）

本项试验适用于罐式断路器。

3.10.9　气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）

3.10.9.1　GIS 巡检及例行试验

1. GIS 巡检及例行试验项目（见表 3-100、表 3-101）

表 3-100　GIS 巡检项目

巡 检 项 目	基 准 周 期	要　　求	说 明 条 款
外观检查	500kV 及以上：2 周； 220kV～330kV：1 月； 110（66）kV：3 月	外观无异常	见 2.
气体密度值检查		密度符合设备技术文件要求	
操动机构状态检查		状态正常	

表 3-101　GIS 例行试验项目

例行试验项目	基 准 周 期	要　　求	说 明 条 款
红外热像检测	500kV 及以上：1 月； 220kV～330kV：3 月； 110（66）kV：半年	无异常	见 3.
元件试验	见 4.	见 4.	见 4.
SF_6 气体湿度检测（带电）	3 年	见 3.10.23.1	见 3.10.23.1
特高频局部放电检测（带电）	220kV 及以上：1 年； 110（66）kV：2 年	无异常放电	见 5.
超声波局部放电检测（带电）	220kV 及以上：1 年； 110（66）kV：2 年	无异常放电	见 6.

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下。

（1）外观无异常；声音无异常；高压引线、接地线连接正常；瓷件无破损、无异物

附着。

（2）气体密度值正常。

（3）操动机构状态正常（液压机构油压正常；气动机构气压正常；弹簧机构弹簧位置正确）。

（4）记录开断短路电流值及发生日期；记录开关设备的操作次数。

3. 红外热像检测

检测各单元及进、出线电气连接处，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。分析时，应该考虑测量时及前 3h 负荷电流的变化情况。测量和分析方法可参考 DL/T 664—2008。

4. 元件试验

各元件试验项目和周期按设备技术文件规定或根据状态评价结果确定。试验项目的要求参考设备技术文件或本书有关章节。

5. 特高频局部放电检测（带电）

本项试验适用于非金属法兰绝缘盆子，带有金属屏蔽的绝缘盆子可利用浇注开口进行检测，具备内置探头的和其他结构参照执行。

检测前应尽量排除环境的干扰信号。检测中对干扰信号的判别可综合利用特高频法典型干扰图谱、频谱仪和高速示波器等仪器和手段进行。进行局部放电定位时，可采用示波器（采样精度至少 1GHz 以上）等进行精确定位，必要时也可通过改变电气设备一次运行方式进行。异常情况应缩短检测周期。

6. 超声波法局部放电检测（带电）

一般检测频率在 20 ~ 100kHz 之间的信号。若有数值显示，可根据显示的 dB 值进行分析。对于以 mV 为单位显示的仪器，可根据仪器生产厂建议值及实际测试经验进行判断。若检测到异常信号可利用特高频检测法、频谱仪和高速示波器等仪器、手段进行综合判断。异常情况应缩短检测周期。

3.10.9.2 GIS 诊断性试验

1. GIS 诊断性试验项目（见表 3-102）

表 3-102 GIS 诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　求	说 明 条 款
主回路绝缘电阻	无明显下降或符合设备技术文件要求（注意值）	见 2.
主回路电阻测量	≤制造商规定值（注意值）	见 3.
主回路交流耐压试验	试验电压为出厂试验值的 80%	见 4.
局部放电测量	可结合耐压试验同时进行	
气体密封性检测	≤0.5%/年或符合设备技术文件要求（注意值）	见 3.10.4.2.6
气体密度表（继电器）校验	符合设备技术文件要求	见 3.10.4.2.7
SF_6 气体成分分析	见 3.10.23.2	见 3.10.23.2

2. 主回路绝缘电阻

交流耐压试验前进行本项试验，用 2500V 绝缘电阻表测量。

3. 主回路电阻测量

在合闸状态下测量。当接地开关导电杆与外壳绝缘时，可临时解开接地连接线，利用回路上两组接地开关的导电杆直接测量主回路电阻；若接地开关导电杆与外壳的电气连接不能分开，可先测量导体和外壳的并联电阻 R_0 和外壳电阻 R_1，然后按式（3.10.9-1）进行计算主回路电阻 R。若 GIS 母线较长、间隔较多，宜分段测量。

$$R = R_0 R_1 / (R_1 - R_0) \qquad (3.10.9\text{-}1)$$

测量电流可取 100A 到额定电流之间的任一值，测量方法可参考 DL/T 593—2006。

自上次试验之后又有 100 次以上分、合闸操作，也应进行本项试验。

4. 主回路交流耐压试验

对核心部件或主体进行解体性检修之后，或检验主回路绝缘时，进行本项试验。试验电压为出厂试验值的 80%，时间为 60s。有条件时，可同时测量局部放电量。试验时，电磁式电压互感器和金属氧化物避雷器应与主回路断开，耐压试验结束后，恢复连接，并应进行电压为 $U_m/1.732$、时间为 5min 的试验。

3.10.10 少油断路器

3.10.10.1 少油断路器的巡检及例行试验

1. 少油断路器巡检及例行试验项目（见表 3-103、表 3-104）

表 3-103 少油断路器巡检项目

巡检项目	基准周期	要求	说明条款
外观检查	220kV：1 月 110（66）kV：3 月 35kV 及以下：1 年	外观无异常	见 2.

表 3-104 少油断路器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要求	说明条款
红外热像检测	220kV：3 月； 110（66）kV：半年； 35kV 及以下：1 年	无异常	见 3.10.8.1.3
绝缘电阻测量	110（66）kV 及以上：3 年； 35kV 及以下：4 年	≥3000MΩ	见 3.
主回路电阻测量	110（66）kV 及以上：3 年； 35kV 及以下：4 年	≤制造商规定值（注意值）	见 3.10.8.1.4
直流泄漏电流	110（66）kV 及以上：3 年； 35kV 及以下：4 年	≤10μA（66kV～220kV）（注意值）	见 4.
断口间并联电容器的电容量和介质损耗因数	110（66）kV 及以上：3 年； 35kV 及以下：4 年	1）电容量初值差不超过 ±5%（警示值）； 2）介质损耗因数： 膜纸复合绝缘≤0.0025 油纸绝缘≤0.005（注意值）	见 5.
例行检查和测试	110（66）kV 及以上：3 年； 35kV 及以下：4 年	见 3.10.8.1.7	见 3.10.8.1.7

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下。

（1）外观无异常；声音无异常；高压引线、接地线连接正常；瓷件无破损、无异物附着；无渗漏油。

（2）操动机构状态正常（液压机构油压正常；气压机构气压正常；弹簧机构弹簧位置正确）。

（3）记录开断短路电流值及发生日期（如有）；记录开关设备的操作次数。

3. 绝缘电阻测量

采用2500V绝缘电阻表测量，分别在分、合闸状态下进行。要求绝缘电阻大于3000MΩ，且没有显著下降。测量时，注意外绝缘表面泄漏的影响。

4. 直流泄漏电流

110（66）kV及以上元件的试验电压为40kV，35kV元件的试验电压为20kV。试验时应避免高压引线及连接处电晕的干扰，并注意外绝缘表面泄漏的影响。

5. 断口并联电容器的电容量和介质损耗因数

在分闸状态下测量。测量结果不符合要求时，可以对电容器独立进行测量。

3.10.10.2 少油断路器诊断性试验项目

1. 少油断路器诊断性试验项目（见表3-105）

表3-105 少油断路器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　求	说明条款
交流耐压试验	见2.	见2.

2. 交流耐压试验

对核心部件或主体进行解体性检修之后，或必要时，进行本项试验。包括相对地（合闸状态）和断口间（分闸状态）两种方式。试验电压为出厂试验值的80%，耐压时间为60s，试验方法参考DL/T 593—2006。

3.10.11 真空断路器

3.10.11.1 真空断路器巡检及例行试验

1. 真空断路器巡检及例行试验项目（见表3-106、表3-107）

表3-106 真空断路器巡检项目

巡检项目	基准周期	要　求
外观检查	110（66）kV及以上：3月； 35kV及以下：1年	外观无异常

表3-107 真空断路器例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要　求	说明条款
红外热像检测	110（66）kV及以上：半年； 35kV及以下：1年	无异常	见3.10.8.1.3

（续）

例行试验项目	基 准 周 期	要　　求	说 明 条 款
绝缘电阻测量	110（66）kV 及以上：3 年；35kV 及以下：4 年	≥3000MΩ	见 3. 10. 10. 1. 3
主回路电阻测量	110（66）kV 及以上：3 年；35kV 及以下：4 年	初值差 <30%	见 3. 10. 8. 1. 4
例行检查和测试	110（66）kV 及以上：3 年；35kV 及以下：4 年	见 3.	见 3.

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下。

（1）外观无异常；高压引线、接地线连接正常；瓷件无破损、无异物附着。

（2）操动机构状态检查正常（液压机构油压正常；气压机构气压正常；弹簧机构弹簧位置正）确。

（3）记录开断短路电流值及发生日期；记录开关设备的操作次数。

3. 例行检查和测试

检查动触头上的软连接夹片，应无松动；其他项试验参见 3. 10. 8. 1 节 7. 部分。

3. 10. 11. 2　真空断路器诊断性试验

1. 真空断路器诊断性试验项目（见表 3-108）

表 3-108　真空断路器的诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　　求	说 明 条 款
灭弧室真空度的测量	符合设备技术文件要求	见 2.
交流耐压试验	试验电压为出厂试验值的 80%	见 3.

2. 灭弧室真空度的测量

按设备技术文件要求，或受家族缺陷警示，进行真空灭弧室真空度的测量，测量结果应符合设备技术文件要求。

3. 交流耐压试验

对核心部件或主体进行解体性检修之后，或必要时，进行本项试验。包括相对地（合闸状态）断口间（分闸状态）和相邻相间三种方式。试验电压为出厂试验值的 80%，耐压时间为 60s，试验方法参考 DL/T 593—2006。

3. 10. 12　高压开关柜

3. 10. 12. 1　高压开关柜巡检及例行试验

1. 高压开关柜巡检及例行试验项目（见表 3-109、表 3-110）

表 3-109　高压开关柜巡检项目

巡 检 项 目	基 准 周 期	要　　求	说 明 条 款
外观检查	1 年	无异常	见 2.

表 3-110　高压开关柜例行试验项目

例行试验项目	基 准 周 期	要　　求	说 明 条 款
红外热像检测	1 年	无异常	见 3.
暂态地电压检测（带电）	1 年	无异常放电	—
辅助回路和控制回路绝缘电阻绝缘电阻测量	4 年	≥2MΩ	见 4.
断路器导电回路电阻	4 年	初值差≤20%（注意值）	—
带电显示装置检查	4 年	应符合制造厂规定	—
交流耐压试验	4 年	试验电压值按 DL/T 593—2006 规定	见 5.
绝缘电阻测量	4 年	应符合制造厂规定	见 6.
五防性能检查	4 年	应符合制造厂规定	见 7.
断路器的合闸时间、分闸时间和三相分、合闸同期性	4 年	应符合制造厂规定	—
操动机构合闸接触器和分、合闸电磁铁的最低动作电压	4 年	见 8.	见 8.

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下。

（1）外观无异常，柜门未变形，柜体密封良好，螺钉连接紧密。

（2）照明、温控装置工作正常，风机运转正常。

（3）储能状态指示正常，带电显示、开关分合闸状态指示正确。

（4）电流表、电压表指示正确。

3. 红外热像检测

检测开关柜及进、出线电气连接处，红外热像图显示应无异常温升、温差和（或）相对温差。对大电流柜酌情考虑。注意与同等运行条件下相同开关柜进行比较。测量时记录环境温度、负荷及其近 3h 内的变化情况，以便分析参考。检测和分析方法参考 DL/T 664—2008。

4. 辅助回路和控制回路绝缘电阻绝缘电阻测量

可采用 1000V 绝缘电阻表测量。

5. 交流耐压试验

合闸时，试验电压施加于各相对地及相间；分闸时，施加于各相断口。相间、相对地及断口的试验电压值相同。

6. 绝缘电阻测量

在交流耐压前、后分别进行测量。

7. 五防性能检查

五防性能检查包括以下内容。

（1）防止误分、误合断路器。

（2）防止带负荷拉、合隔离开关。

（3）防止带电（挂）合接地（线）开关。

（4）防止带接地线（开关）合断路器。

（5）防止误入带电间隔。

8. 操动机构合闸接触器和分、合闸电磁铁的最低动作电压

操动机构分、合闸电磁铁或合闸接触器端子上的最低动作电压应在操作电压额定值的30%～65%范围内。在使用电磁机构时，合闸电磁铁线圈通流时的端电压为操作电压额定值的80%（关合峰值电流等于或大于50kA时为85%）时应可靠动作。

3.10.12.2 高压开关柜诊断性试验

1. 高压开关柜诊断性试验项目（见表3-111）

表3-111 高压开关柜诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　求	说明条款
辅助回路和控制回路交流耐压试验	试验电压2kV	见2.
断路器机械特性	应符合制造厂规定	—
超声波法局部放电检测（带电）	无异常放电	见3.

2. 辅助回路和控制回路交流耐压试验

可采用2500kV绝缘电阻表测量。

3. 超声波法局部放电检测（带电）

一般检测频率在20～100kHz之间的信号。若有数值显示，可根据显示的dB值进行分析；对于以mV为单位显示的仪器，可根据仪器生产厂建议值及实际测试经验进行判断。

若检测到异常信号可利用特高频检测法、频谱仪和高速示波器等仪器和手段进行综合判断。异常情况应缩短检测周期。

3.10.13 隔离开关和接地开关

3.10.13.1 隔离开关和接地开关巡检及例行试验

1. 隔离开关和接地开关巡检及例行试验项目（见表3-112、表3-113）

表3-112 隔离开关和接地开关巡检项目

巡检项目	基准周期	要　求	说明条款
外观检查	500kV及以上：2周； 220～330kV：1月； 110（66）kV：3月； 35kV及以下：1年	外观无异常	见2.

表3-113 隔离开关和接地开关例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要　求	说明条款
红外热像检测	500kV及以上：1月； 220～330kV：3月； 110（66）kV：半年； 35kV及以下：1年	无异常	见3.
例行检查	110（66）kV及以上：3年； 35kV及以下：4年	见4.	见4.

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下。

（1）检查是否有影响设备安全运行的异物。

（2）检查支柱绝缘子是否有破损、裂纹。

（3）检查传动部件、触头、高压引线、接地线等外观是否有异常。

（4）检查分、合闸位置及指示是否正确。

3. 红外热像检测

检测开关触头等电气连接部位，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。判断时，应考虑检测前3h内的负荷电流及其变化情况。测量和分析方法可参考DL/T 664—2008。

4. 例行检查

例行检查时，具体要求说明如下。

（1）就地和远方各进行2次操作，检查传动部件是否灵活。

（2）接地开关的接地连接良好。

（3）检查操动机构内、外积污情况，必要时需进行清洁。

（4）抽查螺栓、螺母是否有松动，是否有部件磨损或腐蚀。

（5）检查支柱绝缘子表面和胶合面是否有破损、裂纹。

（6）检查动、静触头的损伤、烧损和脏污情况，情况严重时应予更换。

（7）检查触指弹簧压紧力是否符合技术要求，不符合要求的应予更换。

（8）检查联锁装置功能是否正常。

（9）检查辅助回路和控制回路电缆、接地线是否完好；用1000V绝缘电阻表测量电缆的绝缘电阻，应无显著下降。

（10）检查加热器功能是否正常。

（11）按设备技术文件要求对轴承等活动部件进行润滑。

3.10.13.2　隔离开关和接地开关诊断性试验

1. 隔离开关和接地开关诊断性试验项目（见表3-114）

表3-114　隔离开关和接地开关诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　　求	说明条款
主回路电阻	≤制造商规定值（注意值）	见2.
支柱绝缘子探伤	无缺陷	见3.

2. 主回路电阻

下列情形之一，应测量主回路电阻。

（1）红外热像检测发现异常。

（2）上一次测量结果偏大或呈明显增长趋势，且又有2年未进行测量。

（3）自上次测量之后又进行了100次以上分、合闸操作。

（4）对核心部件或主体进行解体性检修之后。

测量电流可取100A到额定电流之间的任一值，测量方法参考DL/T 593—2006。

3. 支柱绝缘子探伤

下列情形之一，对支柱绝缘子进行超声探伤抽检。

（1）有此类家族缺陷，隐患尚未消除。

（2）经历了有明显震感的地震。

（3）出现基础沉降。

3.10.14 耦合电容器

3.10.14.1 耦合电容器巡检及例行试验

1. 耦合电容器巡检及例行试验项目（见表3-115、表3-116）

表3-115 耦合电容器巡检项目

巡检项目	基准周期	要求	说明条款
外观检查	330kV及以上：2周； 220kV：1月； 110（66）kV：3月	外观无异常	见2.

表3-116 耦合电容器的例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要求	说明条款
红外热像检测	330kV及以上：1月； 220kV：3月； 110（66）kV：半年	无异常	见3.
极间绝缘电阻	3年	≥5000MΩ	见4.
低压端对地绝缘电阻	3年	≥100MΩ	
电容量和介质损耗因数	3年	1）电容量初值差不超过±5%（警示值）； 2）介质损耗因数：膜纸复合≤0.0025 油浸纸≤0.005（注意值）	见5.
相对介质损耗因数（带电）	1年	相对介质损耗因数变化量≤0.003（注意值）	见6.
相对电容量比值（带电）	1年	相对电容量比值初值差≤5%（警示值）	见7.

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下。

（1）电容器无油渗漏。

（2）瓷件无裂纹。

（3）无异物附着。

（4）高压引线、接地线连接正常。

3. 红外热像检测

检测电容器及其所有电气连接部位，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。检测和分析方法参考DL/T 664—2008。

4. 绝缘电阻

极间绝缘电阻采用2500V绝缘电阻表测量，低压端对地绝缘电阻采用1000V绝缘电阻表测量。

5. 电容量和介质损耗因数

多节串联的，应分节测量。测量前应确认外绝缘表面清洁、干燥，分析时应注意温度

影响。

6. 相对介质损耗因数（带电）

具备条件时做本项试验，检测从电容末屏接地线上取信号，单根测试线长度应保证在15m以内。可取临近同相的电流互感器末屏电流与本身电流相位差值的正切值。

变化量 = | 本次试验值 - 初值 | 。初值宜选取设备停电状态下的介质损耗因数为合格、带电后一周内检测的数值。相对设备宜选择同相异类设备，如果因距离原因可选择同类异相设备，但一经确定就不可更改。当达到缺陷标准时，应停电进行例行试验。

7. 相对电容量比值（带电）

具备条件时做本项试验，检测从电容末屏接地线上取信号，单根测试线长度应保证在15m以内。可取临近同相的电流互感器末屏电流换算电容值与本身电容的比值。

初值宜选取设备停电状态下的电容量为合格、带电后一周内检测的数值。相对设备宜选择同相异类设备，如果因距离原因可选择同类异相设备，但一经确定就不可更改。当达到缺陷标准时，应停电进行例行试验。

3.10.14.2 耦合电容器诊断性试验

1. 耦合电容器诊断性试验项目（见表3-117）

表3-117 耦合电容器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　求	说明条款
交流耐压试验	试验电压为出厂试验值的80%，时间为60s	见2.
局部放电测量	在1.1U_m/1.732下，≤10pC	见3.
高频局部放电检测（带电）	无异常放电	见4.

2. 交流耐压试验

需要验证绝缘强度时进行本项试验。试验电压为出厂试验值的80%，耐受时间为60s。

3. 局部放电测量

诊断是否存在严重局部放电缺陷时进行本项试验。测量方法参见DL/T 417—2006。

4. 高频局部放电检测（带电）

适用于从电容末端抽取信号，其他结构参照执行。

当怀疑有局部放电时，应结合其他检测方法的检测结果进行综合分析。

3.10.15 高压并联电容器和集合式电容器

1. 高压并联电容器和集合式电容器巡检及例行试验项目（见表3-118、表3-119）

表3-118 高压并联电容器和集合式电容器巡检项目

巡检项目	基准周期	要　求	说明条款
外观检查	1年或自定	外观无异常，无渗油现象	见2.

表 3-119　高压并联电容器和集合式电容器例行试验项目

例行试验项目	基 准 周 期	要　　求	说 明 条 款
红外热像检测	1 年或自定	无异常	见 3.
绝缘电阻	自定（≤6 年） 新投运 1 年内	≥2000MΩ	见 4.
电容量测量	自定（≤6 年） 新投运 1 年内	见 5.	见 5.

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下。

（1）电容器无油渗漏、无鼓起。

（2）高压引线、接地线连接正常。

3. 红外热像检测

检测电容器及其所有电气连接部位，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。测量和分析方法参考 DL/T 664—2008。

4. 绝缘电阻

绝缘电阻检测包括下列内容。

（1）高压并联电容器极对壳绝缘电阻。

（2）集合式电容器极对壳绝缘电阻；有 6 支套管的三相集合式电容器，应同时测量其相间绝缘电阻。

采用 2500V 绝缘电阻表测量。

5. 电容量测量

电容器组的电容量与额定值的相对偏差应符合下列要求。

（1）3Mvar 以下电容器组：－5%～10%。

（2）从 3～30Mvar 电容器组：0%～10%。

（3）30Mvar 以上电容器组：0%～5%。

且任意两线端的最大电容量与最小电容量的比值应不超过 1.05。

当测量结果不满足上述要求时，应逐台测量。单台电容器电容量与额定值的相对偏差应在－5%～10%之间，且初值差不超过 ±5%。

3.10.16　金属氧化物避雷器

3.10.16.1　金属氧化物避雷器巡检及例行试验

1. 金属氧化物避雷器巡检及例行试验项目（见表 3-120、表 3-121）

表 3-120　金属氧化物避雷器巡检项目

巡 检 项 目	基 准 周 期	要　　求	说 明 条 款
外观检查	500kV 及以上：2 周； 220～330kV：1 月； 110（66）kV：3 月； 35kV 及以下：1 年	外观无异常	见 2.

表 3-121　金属氧化物避雷器例行试验项目

例行试验项目	基 准 周 期	要　　求	说 明 条 款
红外热像检测	500kV 及以上：1 月； 220～330kV：3 月； 110（66）kV：半年； 35kV 及以下：1 年	无异常	见 3.
运行中持续电流检测（带电）	110（66）kV 及以上：1 年	阻性电流初值差≤50%，且全电流≤20%	见 4.
直流 1mA 电压（U_{1m}（1）及在 0.75 U_{1mA}下漏电流测量	110（66）kV 及以上：3 年； 35kV 及以下：4 年	1）U_{1mA}初值差不超过 ±5% 且不低于 GB 11032—2010 规定值（注意值）； 2）0.75U_{1mA}漏电流初值差≤30% 或≤50μA（注意值）	见 5.
底座绝缘电阻		≥100MΩ	见 6.
放电计数器功能检查	见 7.	功能正常	见 7.

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下。

（1）瓷套无裂纹；复合外套无电蚀痕迹；无异物附着；均压环无错位；高压引线、接地线连接正常。

（2）若计数器装有电流表，应记录当前电流值，并与同等运行条件下其他避雷器的电流值进行比较，要求无明显差异。

（3）记录计数器的指示数。

3. 红外热像检测

检测避雷器本体及电气连接部位，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。测量和分析方法参考 DL/T 664—2008。

4. 运行中持续电流检测（带电）

具备带电检测条件时，宜在每年雷雨季节前进行本项试验。

通过与历史数据及同组间其他金属氧化物避雷器的测量结果相比较做出判断，彼此应无显著差异。当阻性电流增加 0.5 倍时应缩短试验周期并加强监测，增加 1 倍时应停电检查。

5. 直流 1mA 电压（U_{1m}（1）及 0.75 U_{1mA}）下漏电流测量

对于单相多节串联结构，应逐节进行。U_{1mA}偏低或 0.75U_{1mA}下漏电流偏大时，应先排除电晕和外绝缘表面漏电流的影响。除例行试验之外，有下列情形之一的金属氧化物避雷器，也应进行本项试验。

（1）红外热像检测时，温度同比异常。

（2）运行电压下持续电流偏大。

（3）有电阻片老化或者内部受潮的家族缺陷，隐患尚未消除。

6. 底座绝缘电阻

用 2500V 的绝缘电阻表测量。当运行中持续电流异常减小时，也应进行本项试验。

7. 放电计数器功能检查

如果已有基准周期以上未检查，有停电机会时进行本项试验。检查完毕应记录当前基

数。若装有电流表，应同时校验电流表，校验结果应符合设备技术文件要求。

3.10.16.2 金属氧化物避雷器诊断性试验

1. 金属氧化物避雷器诊断性试验项目（见表3-122）

表3-122 金属氧化物避雷器诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　求	说明条款
工频参考电流下的工频参考电压	应符合GB 11032—2010或制造商规定	见2.
均压电容的电容量	电容量初值差不超过±5%或满足制造商的技术要求	见3.
高频局部放电检测（带电）	无异常放电	见4.

2. 工频参考电流下的工频参考电压

诊断内部电阻片是否存在老化、检查均压电容等缺陷时进行本项试验，对于单相多节串联结构，应逐节进行。方法和要求参考GB 11032—2010。

3. 均压电容的电容量

如果金属氧化物避雷器装备有均压电容，为诊断其缺陷，可进行本项试验。对于单相多节串联结构，应逐节进行。

4. 高频局部放电检测（带电）

检测应从避雷器末端抽取信号。

当怀疑有局部放电时，应结合其他检测方法的检测结果进行综合分析。

通过与同组间其他避雷器的测量结果相比较做出判断，应无显著差异。本项试验宜在每年雷雨季节前进行。

3.10.17 电力电缆

3.10.17.1 电力电缆巡检及例行试验

1. 电力电缆巡检及例行试验项目（见表3-123～表3-125）

表3-123 电力电缆巡检项目

巡检项目	基准周期	要　求	说明条款
外观检查	330kV及以上：2周 220kV：1月 110（66）kV：3月 35kV及以下：1年	电缆终端及可见部分外观无异常	见2.

表3-124 橡塑绝缘电缆例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要　求	说明条款
红外热像检测	330kV及以上：1月 220kV：3月； 110（66）kV：半年； 35kV及以下：1年	1）对于外部金属连接部位，相间温差超过6K应加强监测，超过10K应申请停电检查； 2）终端本体相间超过2K应加强监测，超过4K应停电检查	见3.

（续）

例行试验项目	基 准 周 期	要　　求	说 明 条 款
外护层接地电流（带电）	330kV 及以上：2 周； 220kV：1 月； 110（66）kV：3 月； 35kV 及以下：1 年	接地电流 < 100A，且接地电流与负荷比值 <20%（注意值）	见 4.
运行检查	220kV 及以上：1 年； 110（66）kV 及以下：3 年	见 5.	见 5.
主绝缘绝缘电阻	110（66）kV 及以上：3 年； 35kV 及以下：4 年	无显著变化（注意值）	见 6.
外护套及内衬层绝缘电阻	110（66）kV 及以上：3 年； 35kV 及以下：4 年	见 7.	见 7.
交叉互联系统	3 年	应符合相关技术要求	见 8.

表 3-125　充油电缆例行试验项目

例行试验项目	基 准 周 期	要　　求	说 明 条 款
红外热像检测	220 ~ 330kV：3 月； 110（66）kV 及以下：半年	电缆终端及其接头无异常（若可测）	见 3.
运行检查	220 ~ 330kV：1 年； 110（66）kV 及以下：3 年	见 5.	见 5.
交叉互联系统	3 年	见 8.	见 8.
油压示警系统	3 年	见 9.	见 9.
压力箱	3 年	见 10.	见 10.

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下。

（1）检查电缆终端外绝缘是否有破损和异物，是否有明显的放电痕迹；是否有异味和异常声响。

（2）充油电缆油压正常，油压表完好。

（3）引入室内的电缆入口应该封堵完好，电缆支架牢固，接地良好。

3. 红外热像检测

检测电缆终端、中间接头、电缆分支处及接地线（如可测），红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。测量和分析方法参考 DL/T 664—2008。

检测时，应注意对电缆线路各处分别进行测量，避免遗漏测量部位；电缆带电运行时间应该在 24h 以上，最好在设备负荷高峰状态下进行；尽量移开或避开电缆与测温仪之间的遮挡物，记录环境温度、负荷及其近 3h 内的变化情况，以便分析参考。

当电缆线路负荷较重（超过 50%）时，应适当缩短红外热像检测周期。

4. 外护层接地电流（带电）

本项试验适用于单相电缆。

在每年大负荷来临之前、大负荷过后或者度夏高峰前后，应加强接地电流的检测；对于运行环境差、陈旧或者缺陷的设备，应增加接地电流的检测次数。

对接地电流数据的分析，要结合电缆线路的负荷情况，并综合分析接地电流异常的发展变化趋势进行判断。

5. 运行检查

通过人孔或者类似入口，检查电缆是否存在过度弯曲、过度拉伸、外部损伤、敷设路径塌陷、雨水浸泡、接地连接不良、终端（含中间接头）电气连接松动、金属附件腐蚀等危及电缆安全运行的现象。特别注意电缆各支撑点绝缘是否出现磨损。

直埋式电缆可不进行。

6. 主绝缘绝缘电阻

用5000V绝缘电阻表测量。绝缘电阻与上次相比不应有显著下降，否则应做进一步分析，必要时进行诊断性试验。

7. 外护套及内衬层绝缘电阻

采用1000V绝缘电阻表测量。当外护套或内衬层的绝缘电阻（MΩ）与被测电缆长度（km）的乘积值小于0.5时，应判断其是否已破损进水。用万用表测量绝缘电阻，然后调换表笔重复测量，如果调换前后的绝缘电阻值差异明显，可初步判断已破损进水。对于110（66）kV及以上电缆，测量外护套绝缘电阻。

8. 交叉互联系统

例行试验时，具体要求说明如下。

（1）电缆外护套、绝缘接头外护套、绝缘夹板对地直流耐压试验。试验时应将护层过电压保护器断开，在互联箱中将另一侧的所有电缆金属套都接地，然后每段电缆金属屏蔽或金属护套与地之间加5kV直流电压，加压时间为60s，不应击穿。

（2）护层过电压保护器检测。护层过电压保护器的直流参考电压应符合设备技术要求；护层过电压保护器及其引线对地的绝缘电阻用1000V绝缘电阻表测量，应大于10MΩ。

（3）检查互联箱刀闸（或连接片）连接位置，应正确无误；在密封互联箱之前测量刀闸（或连接片）的接触电阻，要求不大于20μΩ，或符合设备技术文件要求。

（4）除例行试验外，如在互联系统大段内发生故障，应对该大段进行试验；如互联系统内直接接地的接头发生故障，与该接头连接的相邻两个大段都应进行试验。试验方法参考GB 50150—2006。

9. 油压示警系统

每半年检查一次油压示警系统信号装置，合上试验开关时，应能正确发出相应的示警信号。

每3年测量一次控制电缆线芯对地绝缘电阻，采用250V绝缘电阻表，绝缘电阻（MΩ）与被测电缆长度（km）的乘积值应不小于1。

10. 压力箱

例行试验时，具体要求说明如下。

（1）供油特性：压力箱的供油量不应小于供油特性曲线所代表的标称供油量的90%。

（2）电缆油击穿电压：≥50kV，测量方法参考GB/T 507—2002。

（3）电缆油介质损耗因数：<0.005，在油温100±1℃和场强1MV/m的测试条件下测量，测量方法参考GB/T 5654—2007。

3.10.17.2 电力电缆诊断性试验

1. 电力电缆诊断性试验项目（见表3-126、表3-127）

表3-126 橡塑绝缘电缆诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　求	说明条款
铜屏蔽层电阻和导体电阻比	见2.	见2.
介质损耗因数测量	见3.	见3.
电缆主绝缘交流耐压试验	220kV及以上：电压为1.36U_0，时间为5min； 110（66）kV：电压为1.6U_0，时间为5min； 10~35kV：电压为2.0U_0，时间为5min	见4.
高频局部放电检测（带电）	无异常放电	见5.
特高频局部放电检测（带电）	无异常放电	
超声波局部放电检测（带电）	无异常放电	

表3-127 自容式充油电缆诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　求			说明条款
电缆及附件内的电缆油	见6.			见6.
主绝缘直流耐压试验	直流试验电压： 电缆U_0/kV	雷电冲击耐受电压/kV	直流试验电压/kV	见7.
	48	325	165	
		350	175	
	64	450	225	
		550	275	
		850	425	
	127	950	475	
		1050	510	
		1050	525	
	190	1175	585	
		1300	650	

2. 铜屏蔽层电阻和导体电阻比

需要判断屏蔽层是否出现腐蚀时，或者重做终端或接头后进行本项试验。在相同温度下，测量铜屏蔽层和导体的电阻，屏蔽层电阻和导体电阻之比应无明显改变。比值增大，可能是屏蔽层出现腐蚀；比值减少，可能是附件中的导体连接点的电阻增大。

3. 介质损耗因数测量

未老化的交联聚乙烯电缆（XLPE），其介质损耗因数通常不大于0.001。介质损耗因数可以在工频电压下测量，也可以在0.1Hz低频电压下测量，测量电压为U_0。同等测量条件下，如介质损耗因数较初值有明显增加，或者大于0.002时（XLPE），需进一步试验。

4. 电缆主绝缘交流耐压试验

采用谐振电路，谐振频率应在300Hz以下。220kV及以上，试验电压为1.36U_0；110（66）kV，试验电压为1.6U_0；10~35kV，试验电压为2U_0。试验时间为5min。如试验条件许可，宜同时测量介质损耗因数和局部放电。

新做终端、接头或受其他试验项目的警示，需要检验主绝缘强度时，也应进行本项试验。

5. 局部放电检测（带电）

适用于电缆终端及中间接头。

6. 电缆及附件内的电缆油

做诊断性试验时，具体要求说明如下。

（1）击穿电压：≥45kV。

（2）介质损耗因数：在油温 100 ± 1℃ 和场强 1MV/m 的测试条件下，对于 U_0 = 190kV 的电缆，应不大于 0.01，对于 U_0≤127kV 的电缆，应不大于 0.03。

（3）油中溶解气体分析：各气体含量满足下列注意值要求（μL/L），可燃气体总量 < 1500；H_2 < 500；C_2H_2 痕量；CO < 100；CO_2 < 1000；CH_4 < 200；C_2H_4 < 200；C_2H_6 < 200。试验方法按 GB/T 7252—2001。

7. 主绝缘直流耐压试验

失去油压导致受潮、进气修复后或新做终端、接头后进行本项试验。直流试验电压值根据电缆电压并结合其雷电冲击耐受电压值选取，耐压时间为 5min。

3.10.18 接地装置

3.10.18.1 接地装置巡检及例行试验

1. 接地装置巡检及例行试验项目（见表 3-128、表 3-129）

表 3-128 接地装置巡检项目

巡检项目	基准周期	要求	说明条款
接地引下线检查	1 月	无异常	见 2.

表 3-129 接地装置例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要求	说明条款
设备接地引下线导通检查	220kV 及以上：1 年； 110（66）kV：3 年； 35kV 及以下：4 年	1）变压器、避雷器、避雷针等：≤ 200mΩ 且导通电阻初值差≤50%（注意值）； 2）一般设备：导通情况良好	见 3.
接地网接地阻抗测量	6 年	符合运行要求，且不大于初值的 1.3 倍	见 4.

2. 巡检说明

变电站设备接地引下线连接正常，无松脱、位移、断裂及严重腐蚀等情况。

3. 接地引下线导通检查

检查设备接地线之间的导通情况，要求导通良好；变压器及避雷器、避雷针等设备应测量接地引下线导通电阻。测量条件应与上次相同，测量方法参考 DL/T 475—2006。

4. 变电站接地网接地阻抗测量

按 DL/T 475—2006 推荐方法测量，测量结果应符合设计要求。应注意与上次的测量方式保持一致。

当接地网结构发生改变时也应进行本项试验。

3.10.18.2 接地装置诊断性试验

1. 接地装置诊断性试验项目（见表3-130）

表3-130 接地装置诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　求	说明条款
接触电压、跨步电压测量	符合设计要求	见2.
开挖检查	—	见3.

2. 接触电压和跨步电压测量

接地阻抗明显增加，或者接地网开挖检查或/和修复之后，进行本项试验，测量方法参见DL/T 475—2006。

3. 开挖检查

若接地网接地阻抗或接触电压和跨步电压测量不符合设计要求，怀疑接地网被严重腐蚀时，应进行开挖检查。修复或恢复之后，应进行接地阻抗、接触电压和跨步电压测量，测量结果应符合设计要求。

3.10.19 串联补偿装置

3.10.19.1 串联补偿装置巡检及例行试验

1. 串联补偿装置巡检及例行试验项目（见表3-131、表3-132）

表3-131 串联补偿装置巡检项目

巡检项目	基准周期	要　求	说明条款
外观检查	330kV及以上：2周； 220kV：1月	无异常	见2.

表3-132 串联补偿装置例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要　求	说明条款
红外热像检测	330kV及以上：1月； 220kV：3月	无异常	见3.
例行检查	3年	见4.	见4.
金属氧化物限压器	见3.10.16	见3.10.16	见3.10.16
串联电容器	3年	见5.	见5.
阻尼电抗器	3年	见6.	见6.
分压器分压比校核及参数测量	3年	初值差不超过±2%	见7.
旁路断路器	见3.10.8	见3.10.8	见3.10.8
测量及控制系统	3年	符合设备技术文件要求	—

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下。

（1）串联补偿装置无异常声响；各电气设备绝缘表面无异物附着；瓷件无裂纹；复合

绝缘外套无电蚀和破损。

（2）阻尼电抗器线圈表面无电蚀和放电痕迹。

（3）各电气连接处、高压引线、均压罩等无残损、错位、松动和异常放电。

（4）测量电缆、控制电缆、光纤外观无异常。

（5）自备监测系统运行正常。

3. 红外热像检测

检测平台上各设备（可视部分）、电气连接处等，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。测量和分析方法参考 DL/T 664—2008。

4. 例行检查

例行检查时，具体要求如下。

（1）按力矩要求抽检平台的部分螺钉，如有两个以上出现松动，按力矩要求紧固所有螺钉；检查平台上各设备的电气连接是否牢固，必要时进行紧固处理。

（2）检查平台支柱绝缘子是否存在裂纹，必要时可以采用超声探伤仪检测。

（3）检查电容器是否发生渗漏和铁壳鼓起，发生渗漏或鼓起的电容器应予更换。

（4）检查平台各金属部件是否有锈蚀，若有进行防腐处理。

（5）检查火花间隙护网是否完整，如有破损需要进行修复；检查火花间隙表面是否有严重积尘或者飞虫，如有则需要清理；检查火花间隙的间距是否符合设备技术文件要求，必要时进行调整；火花间隙触发功能检查正常。

（6）检查各测量、控制电缆、光纤，是否连接良好，外观正常。

（7）测控系统按设备技术文件要求进行功能检查。

5. 串联电容器

要求逐台进行测量，极对壳绝缘电阻不低于 2500MΩ。电容量与出厂值的差异不超过 ±5%，否则应予更换。更换的新电容器的电容量以及更换后整组的电容量应符合技术文件要求。

6. 阻尼电抗器

在相同测量条件下，线圈电阻的初值差不超过 ±3%；在额定频率下，电感量的初值差不超过 ±3%。

除例行试验外，出现下列情形也应进行本项试验。

（1）经历了短路电流冲击。

（2）红外热像检测异常。

（3）电抗器表面存在异常放电。

（4）电抗器线圈的内、外表面存在碳化、电弧痕迹等异常现象。

7. 分压器分压比校核及参数测量

校核分压器的分压比（参考第 3. 10. 5. 2. 4）。测量高压臂、低压臂参数。结果应符合设备技术文件要求。

3. 10. 19. 2　串联补偿装置诊断性试验（见表 3-133）

表 3-133　串联补偿装置诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　　求	说 明 条 款
不平衡电流测量	满足制造厂要求	—

3.10.20 变电站设备外绝缘及绝缘子

3.10.20.1 变电站设备外绝缘及绝缘子巡检及例行试验

1. 变电站设备外绝缘及绝缘子巡检及例行试验项目（见表3-134、表3-135）

表3-134 变电站设备外绝缘及绝缘子巡检项目

巡检项目	基准周期	要求	说明条款
外观检查	330kV及以上：2周 220kV：1月 110（66）kV：3月 35kV及以下：1年	外观无异常	见2.

表3-135 变电站设备外绝缘及绝缘子例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要求	说明条款
红外热像检测	330kV及以上：1月； 220kV：3月； 110（66）kV：半年； 35kV及以下：4年	无异常	见3.
例行检查	110（66）kV以上：3年； 35kV及以下：4年	见4.	见4.
现场污秽度评估	110（66）kV以上：3年； 35kV及以下：4年	见5.	见5.
站内盘形瓷绝缘子零值检测	110（66）kV以上：3年； 35kV及以下：4年	见6.	见6.

2. 巡检说明

巡检时，具体要求说明如下。

（1）支柱绝缘子、悬式绝缘子、复合绝缘子及设备瓷套或复合绝缘护套无裂纹、破损和电蚀；无异物附着。

（2）雾、雨等潮湿天气下的设备外绝缘及绝缘子表面无异常放电。

3. 红外热像检测

检查设备外绝缘、支柱绝缘子、悬式绝缘子等可见部分，红外热像图显示应无异常温升、温差和/或相对温差。测量和分析方法参考DL/T 664—2008。

4. 例行检查

例行检查时，具体要求说明如下。

（1）清扫变电站设备外绝缘及绝缘子（复合绝缘除外）。

（2）仔细检查支柱绝缘子及瓷护套的外表面及法兰封装处，若有裂纹应及时处理或更换；必要时进行超声探伤检查。

（3）检查法兰及固定螺栓等金属件是否出现锈蚀，必要时进行防腐处理或更换；抽查固定螺栓，必要时按力矩要求进行紧固。

（4）检查室温硫化硅橡胶涂层是否存在剥离、破损，必要时进行复涂或补涂；抽查复合绝缘和室温硫化硅橡胶涂层的憎水性，应符合技术要求。

（5）检查增爬伞裙，应无塌陷变形，表面无击穿，粘接界面牢固。

（6）检查复合绝缘的蚀损情况。

5. 现场污秽度评估

现场污秽度测量参见 Q/GDW 1152.1～1152.2—2014。如果现场污秽度接近变电站内设备外绝缘及绝缘子（串）的最大许可现场污秽度，应采取增加爬电距离或采用复合绝缘等技术措施。每个基准周期内或有下列情形之一进行一次现场污秽度评估。

（1）附近 10km 范围内发生了污闪事故。

（2）附近 10km 范围内增加了新的污染源（同时也需要关注远方大、中城市的工业污染）。

（3）降雨量显著减少的年份。

（4）出现大气污染与恶劣天气相互作用所带来的湿沉降（城市和工业区及周边地区尤其要注意）。

6. 站内盘形瓷绝缘子零值检测

参照 3.10.21.1.9。条件不具备时，进行红外热像精确测温，着重温度分布的测量。

3.10.20.2 变电站设备外绝缘及绝缘子诊断性试验

1. 变电站设备外绝缘及绝缘子诊断性试验项目（见表 3-136）

表 3-136 变电站外绝缘及绝缘子诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　求	说明条款
超声波探伤检查	无裂纹和材质缺陷	见 2.
复合绝缘子和室温硫化硅橡胶涂层的状态评估	符合相关技术标准	见 3.10.21.2.2
机械弯曲破坏负荷试验	符合相关技术标准	见 3.
孔隙性试验	见 4.	见 4.

2. 超声探伤检查

有下列情形之一，对瓷质支柱绝缘子及瓷护套进行超声探伤检查。

（1）若有断裂、材质或机械强度方面的家族缺陷，对该家族瓷件进行一次超声探伤抽查。

（2）经历了有明显震感的地震后要对所有瓷件进行超声探伤。

3. 机械弯曲破坏负荷试验

有支柱瓷绝缘子应能耐受产品订货技术文件所规定的机械负荷，而不发生破坏。

4. 孔隙性试验

瓷件剖面应均质致密，经试验后不应有任何渗透现象。

3.10.21 输电线路

3.10.21.1 输电线路巡检及例行试验

1. 输电线路巡检及例行试验项目（见表 3-137、表 3-138）

表 3-137　输电线路巡检项目

巡检项目	基准周期	要　求	说明条款
导线与架空地线	1 月	无异常	见 2.
金具		无异常	见 3.
绝缘子串		无异常	见 4.
杆塔与接地、拉线与基础		无异常	见 5.
通道和防护区		无异常	见 6.
辅助设施		无异常	见 7.
线路避雷器		无异常	见 8.

表 3-138　输电线路例行试验项目

例行试验项目	基准周期	要　求	说明条款
盘形瓷绝缘子零值检测	330kV 及以上：6 年； 220kV 及以下：10 年	见 9.	见 9.
杆塔接地阻抗检测	见 10.	符合设计要求	10.
线路避雷器检查及试验	见 11.	见 11.	见 11.
现场污秽度评估	3 年	见 3. 10. 20. 1. 5	见 3. 10. 20. 1. 5

2. 导线与架空地线（含 OPGW 光纤复合地线）

巡检时，具体要求说明如下。

（1）导线和地线无腐蚀、抛股、断股、损伤和闪络烧伤。

（2）导线和地线无异常振动、舞动、覆冰、分裂，导线无鞭击和扭绞。

（3）压接管耐张引流板无过热；压接管无严重变形、裂纹和受拔位移。

（4）导线和地线在线夹内无滑移。

（5）导线和地线各种电气距离无异常。

（6）导线上无异物悬挂。

（7）OPGW 引下线金具、线盘及接线盒无松动、变形、损坏、丢失。

（8）OPGW 接地引流线无松动、损坏。

3. 金具

均压环、屏蔽环、联板、间隔棒、阻尼装置、重锤等设备无缺件、松动、错位、烧坏、锈蚀、损坏等现象。

4. 绝缘子串

巡检时，具体要求说明如下。

（1）绝缘子串无异物附着。

（2）绝缘子钢帽、钢脚无腐蚀；锁紧销无锈蚀、脱位或脱落。

（3）绝缘子串无移位或非正常偏斜。

（4）绝缘子无破损。

（5）绝缘子串无严重局部放电现象，无明显闪络或电蚀痕迹。

（6）室温硫化硅橡胶涂层无龟裂、粉化、脱落。

（7）复合绝缘子无撕裂、鸟啄、变形；端部金具无裂纹和滑移；护套完整。

5. 杆塔与接地、拉线与基础

巡检时，具体要求说明如下。

（1）杆塔结构无倾斜，横担无弯扭。

（2）杆塔部件无松动、锈蚀、损坏和缺件。

（3）拉线及金具无松弛、断股和缺件；张力分配应均匀。

（4）杆塔和拉线基础无下沉及上拔，基础无裂纹损伤，防洪设施无坍塌和损坏，接地良好。

（5）塔上无危及安全运行的鸟巢和异物。

6. 通道和防护区

巡检时，具体要求说明如下。

（1）无可燃易爆物和腐蚀性气体。

（2）树木与输电线路间绝缘距离的观测。

（3）无土方挖掘、地下采矿、施工爆破。

（4）无架设或敷设影响输电线路安全运行的电力线路、通信线路、架空索道、各种管道等。

（5）未修建鱼塘、采石场及射击场等。

（6）无高大机械及可移动式的设备。

（7）无其他不正常情况，如山洪暴发、森林起火等。

7. 辅助设施

巡检时，具体要求说明如下。

（1）各种在线监测装置无移位、损坏或丢失。

（2）线路杆号牌及路标、警示标志、防护桩等无损坏或丢失。

（3）线路的其他辅助设施无损坏或丢失。

8. 线路避雷器

巡检时，具体要求说明如下。

（1）线路避雷器本体及间隙无异物附着。

（2）法兰、均压环、连接金具无腐蚀；锁紧销无锈蚀、脱位或脱落。

（3）线路避雷器本体及间隙无移位或非正常偏斜。

（4）线路避雷器本体及支撑绝缘子的外绝缘无破损和明显电蚀痕迹。

（5）线路避雷器本体及支撑绝缘子无弯曲变形。

9. 盘形瓷绝缘子零值检测

采用轮试的方法，即每年检测一部分，一个周期内完成全部普测。如某批次的盘形瓷绝缘子零值检出率明显高于运行经验值，则对于该批次绝缘子应酌情缩短零值检测周期。

零值测量必要时采用 5000V 绝缘电阻表，绝缘电阻应不低于 500MΩ，达不到 500MΩ 时，在绝缘子表面加屏蔽环并接绝缘电阻表屏蔽端子后重新测量，若仍小于 500MΩ 时，可判定为零值绝缘子。

自上次检测以来又发生了新的闪络，或有新的闪络痕迹的，也应列入最近的检测计划。

10. 杆塔接地阻抗检测

检测周期见表3-139。除2km进线保护段和大跨越外，一般采用每隔3基（500kV及以上）或每隔7基（其他）检测1基的轮试方式。对于地形复杂、难以到达的区段，轮试方式可酌情自行掌握。如某基杆塔的测量值超过设计值时，补测与此相邻的2基杆塔。如果连续2次检测的结果低于设计值（或要求值）的50%，则轮试周期可延长50%～100%。检测宜在雷暴季节之前进行。方法参考DL/T 887—2004。

表3-139　杆塔接地阻抗检测周期

位置	基准周期
2km进线保护段	500kV及以上：1年；其他：2年
大跨越	
其他	首次：投运后3年；500kV及以上：4年；其他：8年

11. 线路避雷器检查及试验

检测及试验的周期和要求见表3-140。其中，红外热像检测包括线路避雷器本体、支撑绝缘子、电气连接处及金具等，要求无异常温升、温差和/或相对温差。测量和分析方法参考DL/T 664—2008。

表3-140　线路避雷器检查及试验项目

线路避雷器检查及试验项目	要　　求	基准周期
红外热像检测	无异常	1年
纯空气间隙距离复核及连接金具检查	符合设计要求	3年
线路避雷器本体及支撑绝缘子绝缘电阻	>1000MΩ（5000V绝缘电阻表）（注意值）	停电时且3年未测

3.10.21.2　输电线路诊断性试验

1. 输电线路诊断性试验项目（见表3-141）

表3-141　输电线路诊断性试验项目

诊断性试验项目	要　　求	说明条款
复合绝缘子和室温硫化硅橡胶涂层的状态评估	符合相关技术标准	见2.
导线接点温度测量	见3.	见3.
导地线（含大跨越）振动测量	符合相关技术标准	见4.
地线机械强度试验	符合相关技术标准	见5.
导线弧垂测量	符合相关技术标准	见6.
杆塔接地开挖检查	接地导体截面面积不小于设计值的80%	见7.
线路避雷器本体试验	见3.10.16	见8.

2. 复合绝缘子和室温硫化硅橡胶涂层的状态评估

评估周期见表3-142，重点对复合绝缘子的机械破坏负荷、界面，以及复合绝缘子和室温硫化硅橡胶涂层的憎水性进行评估。

表 3-142　复合绝缘子和室温硫化硅橡胶涂层的状态评估

	首次评估基准周期	后继评估基准周期
复合绝缘子	6 年	根据历次评估结果自定（≤4 年）
室温硫化硅橡胶涂层	3 年	根据历次评估结果自定（≤2 年）

3. 导线接点温度测量

接点温度可略高于导线温度，但不应超过 10℃，且不高于导线允许运行温度。在分析时，要综合考虑当时及前 1h 的负荷变化以及大气环境条件。

按家族（制造商、型号和投运年数），从输电线路上随机抽取 6～9 只，依次进行下列三项试验，试验结果应符合要求。此外，用户还应根据多次评估试验结果的稳定性，调整评估周期。

（1）憎水性、憎水性迁移特性、憎水性丧失特性和憎水性恢复时间测定。检测方法和判据可参见 DL/T 864—2004。

（2）界面试验。包括水煮试验和陡波前冲击电压试验两项。试验程序和判据参照 GB/T 19519—2004。

（3）机械破坏负荷试验。要求 Mav－2.05Sn 应大于 0.5 SML，且 Mav≥0.65 SML。其中，SML 为额定机械负荷，Mav 为破坏负荷的平均值，Sn 为破坏负荷的标准偏差。试验方法可参考 GB/T 19519—2004。

按涂敷材料、涂敷时间和涂敷地点抽样检查涂层的附着性能，要求无龟裂、粉化、脱落和剥离等现象。抽样检查憎水性，检测方法和判据可参见 DL/T 864—2004，不符合要求时应进行复涂。

4. 导地线（含大跨越）振动测量

怀疑导地线存在异常振动时进行本项试验，测量结果应符合设计要求。

5. 地线机械强度试验

需要检验地线的机械强度，或存在此类家族缺陷时进行本项试验。取样进行机械拉力试验，要求不低于额定机械强度的 80%。

6. 导线弧垂测量

根据线路巡检结果，实时安排导线弧垂测量。方法和要求见 GB 50233—2014。

7. 杆塔接地开挖检查

杆塔接地阻抗显著增加，或者显著超过规定值，怀疑严重腐蚀时进行本项试验。开挖检查并修复之后，应进行杆塔接地阻抗测量。

8. 线路避雷器本体试验

当巡检、绝缘电阻测量或红外热像检测显示线路避雷器本体异常时，进行本项试验；当巡检、绝缘电阻测量或红外热像检测显示支撑绝缘子异常时，应予更换。

3.10.22　绝缘油试验

3.10.22.1　绝缘油例行试验

油样提取应遵循 GB/T 7597—2007，特别是少油设备。例行试验项目如表 3-143 所示。

表 3-143（表 98）⊖ 绝缘油例行试验项目

例行试验项目	要　求	说明条款
视觉检查	透明，无杂质和悬浮物	见 1.
击穿电压	≥60kV（警示值），750kV； ≥50kV（警示值），500kV； ≥45kV（警示值），330kV； ≥40kV（警示值），220kV； ≥35kV（警示值），110kV/66kV； ≥30kV（警示值），35kV	见 2.
水分	≤15mg（注意值），330kV 及以上； ≤25mg（注意值），220kV； ≤35mg（注意值），110（66）kV	见 3.
介质损耗因数（90℃）	≤0.02（注意值），500kV 及以上； ≤0.04（注意值），330kV 及以下	见 4.
酸值	≤0.1mg（KO8）/g（注意值）	见 5.
油中含气量（v/v）	1）变压器：≤3%　500（330）kV ≤2%　750kV； 2）电抗器：≤5%　500（330）kV 及以上	见 6.

1. 视觉检查

凭视觉检测油的颜色，粗略判断油的状态。评估方法见表 3-144，也可参考 DL/T 429.1—1991 和 DL/T 429.2—1991。

表 3-144　油质视觉检查及油质初步评估

视觉检测	淡黄色	黄　色	深黄色	棕褐色
油质评估	好油	较好油	轻度老化的油	老化的油

2. 击穿电压

击穿电压值达不到规定要求时，应进行处理或更换新油。测量方法参考 GB/T 507—2002。

3. 水分

测量时应注意油温，并尽量在顶层油温高于 60℃时取样。测量方法参考 GB/T 7600—2014 或 GB/T 7601—2008。怀疑受潮时，应随时测量油中水分。

4. 介质损耗因数

介质损耗因数测量方法参考 GB/T 5654—2007。

5. 酸值

酸值大于注意值时（见表 3-145），应进行再生处理或更换新油。油的酸值按 GB/T 264—1983 测定。

⊖ 节 3.10.22～3.10.23 节中表 3-143～表 3-148 分别对应原规程中表 98～表 103。

表 3-145　酸值及油质评估

酸值 mg（KOH）/g	0.03	0.1	0.2	0.5
油质评估	新油	可继续运行	下次检修时需进行再生处理	油质较差

6. 油中含气量

油中含气量测量方法参考 DL/T 703—2015、DL/T 450—1991 和 DL/T 423—2009。

3.10.22.2　绝缘油诊断性试验

新油或例行试验后怀疑油质有问题时应进行诊断试验，试验结果应符合要求，试验项目见表 3-146。

表 3-146　绝缘油诊断性试验项目

例行试验项目	要　求	说明条款
界面张力（25℃）	≥19（新投运 35）mN/m（注意值）	见 1.
抗氧化剂含量检测	≥0.1%（注意值）	见 2.
体积电阻率（90℃）	$\geq 1\times10^{10}$（新投运 6×10^{10}）Ωm（注意值），500kV 及以上 $\geq 5\times10^{9}$（新投运 6×10^{10}）Ωm（注意值），330kV 及以下	见 3.
油泥及沉淀物（m/m）	≤0.02%（注意值）	见 4.
颗粒数（个/100mL）	≤3000（330kV 及以上）	见 5.
油的相容性试验	见 6.	见 6.
铜金属含量检测	积累数据	见 7.

1. 界面张力

油对水的界面张力测量方法参考 GB/T 6541—1986，低于注意值时宜换新油。

2. 抗氧化剂含量检测

对于添加了抗氧化剂的油，当油变色或酸值偏高时应测量抗氧化剂含量。抗氧化剂含量减少，应按规定添加新的抗氧化剂；采取上述措施前，应咨询制造商的意见。测量方法参考 GB/T 7602—2008。

3. 体积电阻率

体积电阻率测量方法参考 GB/T 5654—2007 或 DL/T 421—2009。

4. 油泥与沉淀物

当界面张力小于 25mN/m 时，进行本项试验。测量方法参考 GB/T 14542—2005 附录 A。

5. 颗粒数

本项试验可以用来表征油的纯净度。每 100mL 油中大于 5μm 的颗粒数一般不大于 3000 个，大于 3000 个时应予注意，查明原因，必要时用精密滤油机对油进行处理。对于变压器，过量的金属颗粒是潜油泵磨损的一个信号，必要时应进行金属成分及含量分析。测量方法和要求可参考 DL/T 432—2007 和 DL/T 1096—2008。

6. 油的相容性试验

一般不宜将不同牌号的油混合使用。如混合使用，应进行本项试验。测量方法和要求参考 GB/T 14542—2005。

7. 铜金属含量检测

当发现介损和绝缘油发现明显劣化时，进行本项试验。测量方法参考 DL/T 263—2012。

3.10.23 SF_6气体湿度和成分监测

3.10.23.1 SF_6气体湿度

（1）新投运测一次，若接近注意值，半年以后应再测一次。

（2）新充（补）气 48h 之后至 2 周以内应再测一次。

（3）气体压力明显下降时应定期跟踪测量气体湿度。

SF_6气体可从密度监视器处取样，取样方法参见 DL/T 1032—2006。测量方法可参考 DL/T 506—2007、DL/T 914—2005 和 DL/T 915—2005。测量完成之后，按要求恢复密度监视器，注意按力矩要求紧固。测量结果应满足表 3-147 要求。

表 3-147　SF_6气体湿度检测说明

试验项目	要　求		
湿度（H_2O）（20℃，0.1013MP1）	气室类别	新充气后	运行中
	有电弧分解物隔室（GIS 开关设备）	≤150μL/L	≤300μL/L（注意值）
	无电弧分解物隔室（GIS 开关设备、电流互感器、电磁式电压互感器）	≤250μL/L	≤500μL/L（注意值）
	箱体及开关（SF_6绝缘变压器）	≤125μL/L	≤220μL/L（注意值）
	电缆箱及其他（SF_6绝缘变压器）	≤220μL/L	≤375μL/L（注意值）

3.10.23.2 SF_6气体成分分析

怀疑SF_6气体质量存在问题，或配合事故分析时，可选择性地进行SF_6气体成分分析，项目和要求见表 3-148，参考 GB/T 12022—2014。测量方法参考 DL/T 916—2005、DL/T 917—2005、DL/T 918—2005、DL/T 919—2005、DL/T 920—2005 和 DL/T 921—2005。

对运行中的SF_6设备，若检出SO_2或H_2S等杂质组分异常，应结合 CO、CF_4含量及其他检测结果、设备电气特性、运行工况等进行综合分析。

表 3-148　SF_6气体成分分析项目和要求

试验项目	要　求
CF_4	增量≤0.1%（新投运≤0.05%）（注意值）
空气（O_2+N_2）	增量≤0.2%（新投运≤0.05%）（注意值）
可水解氟化物	≤1.0μg/g（注意值）
矿物油	≤10μg/g（注意值）
毒性（生物试验）	无毒（注意值）
密度（20℃，0.1013MP1）	6.17g/L
SF_6气体纯度（质量分数）	≥99.8%（新气） ≥97%（运行中）
酸度	≤0.3μg/g（注意值）
杂志组分（SO_2、H_2S、CF_4、CO、CO_2、HF、SF_4、SOF_2、SO_2F_2）	1. SO_2≤1μL/L（注意值） 2. H_2S ≤1μL/L（注意值）

章节编号与相应原标准章对应关系一览表。

表 3-149　章节编号与相应原标准章对应关系

序　号	章 节 编 号	标准章（条）标号及标题
1	3.1　高压电器	GB 50147—2010　高压电气施工及验收规范
	3.1.1	3　基本规定
	3.1.2	4　SF_6 断路器
	3.1.3	5　GIS
	3.1.4	6　真空断路器和开关设备
	3.1.5	7　断路器的操动机构
	3.1.6	8　负荷开关、隔离开关和高压熔断器
	3.1.7	9　避雷器和中性点放电间隙
	3.1.8	10　干式电抗器和阻波器
	3.1.9	11　电容器
2	3.2　电力变压器、油浸电抗器、互感器	GB 50148—2010 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范
	3.2.1	3　基本规定
	3.2.2	4　变压器、电抗器
	3.2.3	5　互感器
3	3.3　母线装置	GB 50149—2010 母线装置 施工及验收规范
	3.3.1	1　总则
	3.3.2	3　母线安装
	3.3.3	4　绝缘子与套管安装
	3.3.4	5　交接验收
4	3.4　电缆线路	GB/T 50168—2006　电缆线路施工及验收规范
	3.4.1	1　总则
	3.4.2	3　运输保管
	3.4.3	4　附属施工
	3.4.4	5　敷设
	3.4.5	6　附件
	3.4.6	7　防火
	3.4.7	8　交验
5	3.5　接地装置	GB/T 50169—2006　接地装置施工及验收规范
	3.5.1	1　总则
	3.5.2	2　术语
	3.5.3	3　接地
	3.5.4	4　校验

（续）

序　号	章 节 编 号	标准章（条）标号及标题
6	3.6　盘、柜及二次回路接线	GB 50171—2012　盘、柜及二次回路接线施工及验收规范
	3.6.1	3　基本规定
	3.6.2	4　盘柜安装
	3.6.3	5　盘柜电气安装
	3.6.4	6　二次回路
	3.6.5	7　盘柜接地
	3.6.6	8　质量验收
7	3.7　蓄电池	GB 50172—2012　蓄电池施工及验收规范
	3.7.1	3　基本规定
	3.7.2	4　阀控密封铅酸蓄电池
	3.7.3	5　镍镉碱性蓄电池
	3.7.4	6　质量验收
8	3.8　架空电力线路验收	GB 50173—2014　66kV 及以下架空电力线路施工及验收规范 GB 50233—2014　110～750kV 架空送电线路施工及验收规范
	3.8.1	11　工程验收与移交
	3.8.2	附录 A
9	3.9　电气设备交接试验	GB 50150—2006　电气设备交接试验标准
	3.9.1	1　总则
	3.9.2	3　同步发电机及调相机
	3.9.3	4　直流电机
	3.9.4	5　中频发电机
	3.9.5	6　交流电动机
	3.9.6	7　电力变压器
	3.9.7	8　电抗器及消弧线圈
	3.9.8	9　互感器
	3.9.9	10　油断路器
	3.9.10	11　空气及磁吹断路器
	3.9.11	12　真空断路器
	3.9.12	13　SF_6 断路器
	3.9.13	14　SF_6 封闭式组合电器
	3.9.14	15　隔离开关、负荷开关及高压熔断器
	3.9.15	16　套管
	3.9.16	17　悬式绝缘子和支柱绝缘子
	3.9.17	18　电力电缆线路
	3.9.18	19　电容器
	3.9.19	20　绝缘油和 SF_6 气体

（续）

序　号	章 节 编 号	标准章（条）标号及标题
9	3. 9. 20	21　避雷器
	3. 9. 21	22　电除尘器
	3. 9. 22	23　二次回路
	3. 9. 23	24　1kV 及以下电压等级配电装置和馈电线路
	3. 9. 24	25　1kV 以上架空电力线路
	3. 9. 25	26　接地装置
	3. 9. 26	27　低压电器
10	3. 10　输电设备状态检修试验	Q/GDW 1168—2013　输电设备状态检修试验规程
	3. 10. 1	5. 1　油浸式电力变压器和电抗器
	3. 10. 2	5. 2　SF_6气体绝缘电力变压器
	3. 10. 3	5. 3　干式变压器、电抗器和消弧线圈
	3. 10. 4	5. 4　电流互感器
	3. 10. 5	5. 5　电磁式电压互感器
	3. 10. 6	5. 6　电容式电压互感器
	3. 10. 7	5. 7　高压套管
	3. 10. 8	5. 8　SF_6断路器
	3. 10. 9	5. 9　气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）
	3. 10. 10	5. 10　少油断路器
	3. 10. 11	5. 11　真空断路器
	3. 10. 12	5. 12　高压开关柜
	3. 10. 13	5. 13　隔离开关和接地开关
	3. 10. 14	5. 14　耦合电容器
	3. 10. 15	5. 15　高压并联电容器和集合式电容器
	3. 10. 16	5. 16　金属氧化物避雷器
	3. 10. 17	5. 17　电力电缆
	3. 10. 18	5. 18　接地装置
	3. 10. 19	5. 19　串联补偿装置
	3. 10. 20	5. 20　变电站设备外绝缘及绝缘子
	3. 10. 21	5. 21　输电线路
	3. 10. 22	7　绝缘油试验
	3. 10. 23	8　SF_6气体湿度和成分监测

第 4 章　变电设备基建、验收及启动阶段的管理

在大型用电企业，一般将总降压变电站（变电所）称为总降，将车间变电站称作车间配电室、车间变电所或车间电力室等。本书从本章开始，以某厂 110kV 变电站有两台分期安装的 31.5MV・A 变压器、设备保全部（机、电设备管理部门，有的企业称机动处、设备处。有的企业设有独立的电气设备管理部门——电气自动化部或电气信息化部）负责日常管理为模型，同时兼顾其他电压等级变电站的管理进行编写。

4.1　基本要求

（1）根据总部、公司制度要求，总降设备在基建、验收及启动阶段的工作，严格按规定执行。

（2）总降新建、改建、扩建、检修、预试的一、二次设备的工作完成后，必须经过质量验收，设备验收工作结束后，应按照有关要求填写检修、试验记录，并履行相关手续。交接手续完备后，方能投入运行。

（3）新建、改、扩建设备的竣工验收，主变压器及 10kV 及以上主设备大修后竣工验收，总降主管、总降班长及技术员均应参加验收。

（4）新建、改、扩建竣工验收，施工部门应按照“电气装置安装工程　施工及验收规范”系列标准要求向设备保全部移交有关资料，至少应包括设备制造厂说明书、设备出厂试验记录、安装竣工图纸、安装记录及试验报告等。设备检修后竣工验收，检修单位应移交检修、试验报告，并填写有关检修、试验记录。上述资料设备保全部（或公司档案室）、总降各存一套。

（5）新安装、检修后的配电装置，防误闭锁装置必须完善、可靠，否则不得投入运行。

（6）验收时发现问题，应及时处理。对于暂时无法处理又急需投入运行，且不影响安全运行的，经本单位主管领导批准后可先行投运。但必须分类记入缺陷记录，按缺陷管理制度指定专人跟踪，限期处理。

4.2　变电设备工程建设过程的管理

（1）设备保全部应根据有关规定及时参与新建总降工程建设的相关工作，做好各项投运准备。站内变电新设备的工程建设应按照 GB 26860—2011《电力安全工作规程》（发电厂和变电站电气部分）和 DL 5009.3—2013《电力建设安全工作规程》（变电所部分）要求进行管理，总降应做好保证安全的组织措施和技术措施。

（2）在已带电运行的总降内进行施工，施工前运行总降应对施工单位进行安全交底，详细交代工程建设工作地点及安全注意事项。设备作业区与运行设备区应用安全围栏进行围

护，施工人员不得随意进入运行设备场区。

（3）基建设备与运行设备应有明显断开点，运行人员应督促施工人员做好可靠的安全措施，严防误动、误碰和误跳运行设备，与总降相连接的未投运线路终端塔的跳线应保持断开。

（4）基建施工电源宜使用与站用电源分开的独立电源，若必须使用站用电源，运行人员必须合理安排站用电源的运行方式，严防主变压器冷却、倒闸操作、开关储能及直流充电电源跳闸失电。

（5）设备保全部负责总降安装的人员，应密切关注试验情况，要求施工单位或试验单位必须按照 GB 50150—2006《电气装置安装工程　电气设备交接试验标准》的要求，将各试验项目完整地严格地进行完毕，特殊情况无法进行的项目经甲方、监理协商同意后由施工单位提出书面申请，三方盖章签字备案。

（6）运行人员应提前介入工程建设，及时参与、配合土建、接地网（极）施工以及电气各主要隐蔽工程验收，了解工程建设的施工质量，对施工过程中发生的质量问题应及时提出修正意见并做好记录。参与设备安装、设备调试等主要环节的工作，全面了解设备性能，及时发现新设备存在的问题。

4.3　总降新设备的交接验收

（1）工程建设完工后，运行人员应积极参与由工程建设单位组织进行的工程预验收和正式交接验收。对验收中发现的问题，及时提交工程建设单位现场处理。

（2）新设备验收合格后，应办理交接手续。新设备交接手续应以正式的交接记录为依据。交接记录的内容包括交接的设备范围、工程完成情况、遗留问题及结论等。

（3）新设备交接验收过程中，变电设备的操作应由运行人员进行，对设备名称、编号、状态应进行仔细确认，严格进行监护。

（4）运行人员应配合做好新设备的接收工作，包括设备出厂资料、试验资料、图纸、现场设备、联动操作、备品备件、工器具等。新设备的验收受到工程进度和停电计划的影响时，允许进行分步交接验收。分步交接验收后的设备同样要履行交接手续，具备书面交接记录。

（5）交接后的新设备应调整至冷备用状态，所有保护自动化装置在停用状态。

4.4　新设备交接验收后的运行管理

（1）新设备交接验收结束、办理交接手续后，应视作运行设备，交由运行人员管理，不允许擅自改变交接后的新设备状态。新设备状态的改变、接地开关或接地线等的操作要作为交接班内容移交。

（2）在新设备上工作，必须履行正常的工作票手续，工作人员必须填写工作记录。工作结束后，由运行人员将新设备恢复到工作前的冷备用状态。

（3）新设备必须办理交接手续后方可进行与运行设备的搭接工作。搭接后的新设备（包括二次设备）应有可靠的防误措施，严防误分、误合或误投而造成事故。

4.5 新设备启动必须具备的条件

（1）工程已按照设计要求全部安装、调试完毕，验收中发现的缺陷已消除；启动范围内的所有设备均符合安全运行的要求，设备名称标牌、安装调试报告等齐全，具备投运条件。

（2）总降人员每个人都必须能单独熟练操作，特别是五防系统与综保系统后台机配合操作。

（3）总降现场运行规程、人员培训等各项生产准备工作完成。

（4）变电运行人员应认真组织学习启动调试方案，准备好相应的操作票，明确每一步操作的目的及意义，并做好事故预想。

（5）新设备启动前，变电运行人员应根据启动方案的要求，认真、仔细核对启动范围内所有一、二次设备的实际状态是否正确，若发现不正确时，要立即进行操作调整。检查及调整操作内容要有书面记录并签名，可纳入倒闸操作票进行管理。

4.6 新设备启动过程管理

（1）新设备自当值运行值班员向供电公司上级调度汇报具备启动条件起，即属于调度管辖设备，改变 110kV 设备的状态必须有上级调度的正式操作指令。

（2）所有启动操作应严格按照启动方案的规定程序，规范作业，强化解锁钥匙管理，严防误操作。

（3）启动过程中若发现缺陷，应立即暂停启动，并将缺陷情况汇报上级调度及有关部门。设备消缺工作应履行正常的检修申请手续，办理工作票。

（4）新设备启动过程中发生事故，当值人员应服从供电公司当值调度指挥，迅速进行故障隔离，并立即汇报有关部门。事故处理结束后，运行单位应将详细情况汇报调度，根据调度指令停止或继续进行启动工作。

下 篇

运维管理篇

第 5 章　总降运行操作维护规程总则

（1）为确保总降管理有序，设备运行安全可靠，参照相关国家标准、电力行业标准及国家电网公司、南方电网公司相关规范，本着“科学严谨、全面、适当超前、实用、易用、够用、可以拿来直接使用”的原则特编写本规程。

（2）设备保全部分管领导、电气技术人员、公司值班调度、电气运行值班员等人员必须熟悉本规程并接受本规程培训考试。

（3）部分引用标准

如果以下标准规范有了新的版本，应以新版本为准。

1）GB 26860—2011　电力安全工作规程（发电厂和变电站电气部分）

2）GB 26859—2011　电力安全工作规程（电力线路部分）

3）DL/T 596—1996　电气设备预防性试验规程

4）DL 5027—2015　电力设备典型消防规程

5）DL/T 741—2010 架空输电线路运行规程

6）110（66）kV—750kV 避雷器运行规范　　国家电网公司 2005 年 3 月

7）72.5kV 及以上高压支柱绝缘子运行规范　　国家电网公司 2005 年 3 月

8）高压开关设备运行规范　　国家电网公司 2005 年 3 月

9）DL/T 603—2006　气体绝缘金属封闭开关设备运行及维护规程

10）DL/T 572—2010　电力变压器运行规程

11）GB/T 1094.7—2008　油浸式电力变压器负载导则

12）DL/T 722—2014　变压器油中溶解气体分析和判断导则

13）Q/GDW 536—2010　变压器油中溶解气体在线监测装置技术规范　国家电网公司

14）110（66）kV—500kV　油浸式变压器（电抗器）运行规范　国家电网公司 2005 年 3 月

15）DL/T 574—2010　有载分接开关运行维修导则

16）DL/T 727—2013　互感器运行检修导则

17）10kV—66kV　并联电容器运行规范　　国家电网公司 2005 年 3 月

18）10kV—66kV　干式电抗器运行规范　　国家电网公司 2005 年 3 月

19）DL/T 1253—2013　电力电缆线路运行规程

20）DL/T 724—2000　电力系统用蓄电池直流电源装置　运行与维护技术规程

21）直流电源系统运行规范　　国家电网公司 2005 年 3 月

22）南方电网直流电源系统运行维护管理办法（暂行）　中国南方电网公司 2009 年 6 月

23）DL/T 587—2007　微机继电保护装置运行管理规程

24）DL/T 969—2005　变电站运行导则

25）变电站管理规范　　国家电网公司 2006 年 6 月

26）安全生产事故隐患排查治理管理办法　　国家电网安监［2009］575 号

27）Q/CSG 10701—2007　输变电设备缺陷管理标准　中国南方电网公司 2007 年 12 月

28）继电保护设备缺陷管理办法　　中国南方电网公司

29）Q/CSG 2 1002—2008　110kV 及以上变电站运行管理标准　中国南方电网公司

30）Q/CSG 10702—2007　电网调度及变电运行交接班标准　中国南方电网公司 2007 年 12 月

31）DL/T 5103—2012　35kV ~ 220kV 无人值班变电站设计技术规程

32）无人值守变电站运维管理规定　　国家电网公司自 2014 年 8 月 1 日起施行

33）GB/T 51072—2014 110（66）kV ~ 220kV　智能变电站设计规范

34）Q/GDW 750—2012　智能变电站运行管理规范　　国家电网公司

35）Q/GDW 751—2012　变电站智能设备运行维护导则　　国家电网公司

第6章　岗位职责

6.1　总降岗位人员配置

根据公司总降设备和人员情况，总降值班按少人设置：运行人员4人，按四班三运转每班一人；班长一人，值长白班；设备保全部指定一名电气主管兼任总降所长。

6.2　总降主管（所长）职责

（1）设备保全部指定一名电气主管负责总降技术管理并兼任公司总降压变电所（即总降）所长，除总降相关工作外，该主管还可负责由设备保全部安排的公司生产系统其他电气及自动化方面的部分工作。

（2）所长是全所的负责人，对本所的安全经济运行、技术管理、人员培训管理等工作负全面领导责任。

（3）负责贯彻执行电业安全生产方针及各种规章制度，加强安全思想教育，组织安全活动，主持事故、障碍的调查分析。

（4）负责做好总降的技术管理工作，制定技术培训计划，组织全所人员学习技术业务，不断提高技术素质和业务水平，定期做好技术培训和考评工作。

（5）负责总降设备检修计划的制定，编制年、月工作计划（包括大、小修、预防性试验、降损、“双措”等），并组织实施，负责设备检修过程中的技术指导和设备投运前的验收工作，按时总结工作，及时上报工作总结和各种报表。

（6）负责每月电费支付手续的办理、发票收取以及每月公司成本分析中电耗分析部分的统计整理、文字材料报送等工作。

（7）根据设备检修及设备事故处理需要，下达停送电操作命令。

（8）负责审核典型操作票，做好两票的检查、监督、考核、统计分析工作。

（9）故障跳闸及110kV停电（不论计划停电还是故障跳闸）时，到现场指导和协助值班人员进行处理，当发现值班人员有错误时应及时制止和纠正。

（10）负责总降综合自动化保护、电能计量统计及微机的管理工作。

（11）负责并督促做好技术资料、图纸的管理工作。

（12）制定和组织实施控制异常和未遂的措施，组织本站安全活动，开展季节性安全大检查、安全性评价、危险点分析等工作。参与本站事故调查分析，主持本站障碍、异常和运行分析会。

（13）定期巡视设备，掌握生产运行状况，核实设备缺陷，督促消缺。签发并按时报出总结及各种报表。

（14）建立健全正常运行工作秩序，定期巡视检查设备和查阅有关记录簿，了解运行情

况，做好安全经济运行和电能质量的分析。

（15）负责安全工器具的试验、校核及消防器材的定期更换。

（16）负责总降设备的定期预防性试验。

（17）做好新、改、扩建工程的生产准备，组织或参与设备验收。

（18）负责文明生产，环境整洁，不断改善所容所貌。

6.3 班长职责

（1）值班长是本值安全运行和维护工作的全面负责人。

（2）以身作则，督促电气值班人员严格执行各种规章制度，发现问题及时纠正。

（3）配合所长定期组织、督促、执行做好运行分析和安全活动。

（4）配合所长组织召开事故分析会，总结、交流经验，提出改进措施。

（5）组织好本职正常运行工作，接受和执行调度（包括供电公司调度和本厂生产系统调度）命令，正确迅速地进行倒闸操作和事故处理。

（6）定时组织设备巡视和抄表工作，发现缺陷应及时组织处理。处理不了的应及时汇报，组织好设备清扫维护工作。

（7）受理并审核工作票，有疑问时应及时向签发人提出，组织进行工作票所列安全措施的实施，负责设备检修后的质量验收工作。

（8）审查操作票，重要操作担当监护或操作。审查本班记录，保证其正确性。根据季节变化和设备薄弱环节，做好事故预想，完成本值培训工作。

（9）贯彻执行安全规程规定和标准，及时对现场规程提出修改建议，及时制止违章违纪行为；组织学习事故通报，吸取教训，采取措施，防止同类事故重复发生。

（10）支持班组安全员履行自己的职责。对本班组发生的事故、故障、异常、缺陷、未遂、违章等，及时登记上报，并组织分析原因，总结教训，落实改进措施。

（11）负责总降消防、安防、工业视频、通风、制冷、采暖、除湿、生活水系统、照明系统、道路、建筑物等辅助设施的日常检查，发现问题及时处理或上报设备保全部领导及总降主管，并跟踪直至问题彻底解决。

6.4 值班人员职责

（1）坚守岗位，严格遵守公司各项规章制度。

（2）熟悉本岗位的各项规章制度、操作规程并严格执行，做好人身安全和当值设备安全工作，保管好工具、仪表、钥匙、材料、备件等。

（3）要按规定的时间，正确、清楚地做好各项记录。工作中如发现异常（包括事故）要及时处理和如实汇报，不得拖延及隐瞒。

（4）认真做好设备维护、检修工作。搞好文明生产、保持现场整齐。

（5）努力学习业务技术，不断提高技术水平，确保经济安全运行。

（6）值班人员是当值时间内的安全及运行负责人。

（7）具有总降综合自动化系统的操作权限，必须熟记自己的操作密码。

（8）值班人员在110kV线路或10kV保安电源线路上操作时必须经当地供电公司调度同意后方可进行。

（9）当操作调度命令有错误时，应主动向管辖调度员提出，并迅速报告总降主管（所长）或领导。

（10）所内设备有缺陷，凡影响到生产均应立即向调度汇报。如设备缺陷严重而须停止运行时，应立即向主管电气负责人汇报。

（11）按本规程相关部分要求，正确处理各种事故。

（12）掌握本所在系统中的运行方式（包括雷雨季节的运行方式及设备状况）。

（13）在当值期间应全面巡检设备2次，内容包括设备运行情况及停机设备的隔离措施。

（14）负责做好设备检修前的安全措施。

（15）监视各种表计指示变化情况，若有异常应及时汇报。

（16）对微机保护系统、在线监测装置等实时数据遥测量进行监视，并分析设备运行是否正常。

第7章　安全管理

7.1　安全管理目标

（1）总降年度安全生产目标由两部分组成，一是涉及总降部分的安全生产目标内容和公司根据年度生产经营目标制定的总降部分安全目标内容，二是设备保全部根据集团总部及公司的目标，细化、补充完善的安全生产目标内容。

（2）制定年度安全生产目标时应遵循合法性、可行性、可量化原则。还应充分考虑总降设备、人员和工作实际，提出实现安全管理目标的组织、技术措施以及实现目标所需的条件。

（3）设备保全部负责对安全管理目标进行风险评估和自我评估，如通过与同类企业平均水平或先进水平对比处于什么水平。

（4）按期对年度安全管理目标的完成情况进行小结和分析，对存在的问题提出改进措施。

7.2　总降供电系统失电应急预案

设备管理部门应对全厂突然停电（总降进线电源失电）、主变压器及GIS等一次设备突发性事故制定应急处置预案，以便正确、有效和快速地处理突发事故，最大程度地减少由此带来的损失。同时还应制定应急预案演练办法，并对演练进行总结，以便对预案及时修改。应急预案和演练方案应结合单位实际，注重细节，避免只有原则、笼统的条款，导致无法执行、考核、检验。下面的预案是针对总降设备正常而进线电源突然失电制订的，其重点在于厂内部生产系统如何应急处理，电路结构可参看本书附录B电气主接线图。

7.2.1　目的

全厂区主供电系统由公司总降提供，其中总降主电源110kV电源取自供电局220kV变电站，在110kV失电后可启用10kV保安电源。在全厂供电重点保护单位——熟料分厂烧成工段，1#、2#回转窑分别配置400kW柴油发电机一台。由于110kV供电线路全长6398m左右且大部分敷设在山顶，易受强风、雷雨等灾害天气的影响而发生电气事故导致供电中断。在全厂110kV失电的情况下，为确保生产线设备的安全，避免事故的扩大，减少事故造成的损失，及时、安全、有效地恢复供电或提供柴油发电机供电，特制定本应急处理预案。

7.2.2　工作原则

（1）预防为主。坚持“安全第一、预防为主”的方针，加强电气安全管理，落实事故预防和隐患控制措施，有效防止电气事故发生；加强电力线路巡检工作，减少因线路故障引

起的停电事故的发生；加强总降设备巡检工作，减少因设备故障引起的停电事故的发生；加强分厂电气设备安全管理工作，减少因分厂设备故障引起的总降停电事故的发生；开展停电救援和紧急处置演习，提高对全厂失电事故处理和应急救援综合处置能力。

（2）统一指挥。在应急领导小组统一指挥和协调下，通过应急指挥机构，组织开展事故处理、事故抢险、供电恢复、应急救援、恢复生产等各项应急工作。

（3）分工负责。按照统一协调、分工处理、各负其责的原则建立事故应急处理体系。

（4）保证重点。首先尽快恢复大窑供电或大窑安保系统供电。

7.2.3 组织及处理

1. 应急处理领导小组

组　长：公司主管设备副总经理 秦××

副组长：设备保全部电气副经理赵××

设备保全部经理钱××

生产安全部经理孙××

熟料分厂厂长李××

水泥分厂厂长周××

办公室主任 武××

组　员：各分厂副厂长、生产部及设备保全部经副经理、电气主管

×××　×××　×××　……

2. 各部门职责

（1）当公司发生全部失电情况，由公司应急处理领导小组统一指挥，各部门应严格听从安排，杜绝擅自行动。

（2）设备保全部负责与供电部门联系，查找失电的原因，问明恢复供电的大致时间。如果恢复送电时间较长或一时难以确定，做好保安电源的投入，如保安电源也同时失电或发生故障，通知分厂准备柴油发电机组的投入。

（3）生产安全部负责生产线内部信息的传递，应急电源保供期间的合理安排，发运秩序的维护，来电后有序恢复生产。

（4）熟料分厂电气工段负责柴油发电机投入准备工作，余热发电工段负责余热发电机组失电后的应急操作。

（5）各分厂应在第一时间做好应急电源供电后设备的润滑、慢动等工作；如熟料分厂在失电后应立即组织人员准备人工盘窑和高温风机，检查高温看火电视和高温气体分析仪的探头是否已自动退出等。

（6）办公室负责保证办公车辆的使用及出现工伤时人员的救护，同时负责公司各出入口进出车辆的封锁，控制检查所有人员的进出。

3. 应急处理原则

（1）当发生失电事故时，应严格按照《总降运行操作规程》要求采取相应措施，在操作过程中严格遵守《电力安全工作规程》的要求。

（2）发生失电事故后，应立即进行控制，避免扩大化，减少对人身和其他设备的危害，

立即进行汇报并处理，以保证窑系统热工设备安全及供电中断期间的人身安全。

（3）尽快查明失电原因，恢复系统供电。

（4）在应急电源供电期间，严格按照应急电源负荷顺序进行供电，避免出现超负荷跳闸的现象。

4. 应急操作程序

（1）当发生总降 110kV 线路失电的情况。

1）总降当班值班人员应立即与供电局地调联系询问情况并检查保安电源进线柜的供电状况，立即向公司生产调度及主管领导汇报。

2）如确定 110kV 线路在 10min 内不能恢复正常供电，且 10kV 保安电源进线柜电源正常时，在应急处理领导小组的同意下，严格按照操作规程断开 110kV 及 10kV 所有主进线开关，投入保安电源，合上总降 10kV Ⅰ段母线与Ⅱ段母线的隔离联络开关。

3）余热发电值班人员检查确认机组已解列，按照《余热发电失电应急操作规程》进行联络操作。

4）保安电源投入后，总降操作人员立即依次按操作规程投入各回路出线柜。

5）备用电源投入后，按照操作规程进行开机保安运行，全厂负荷由公司生产调度统一安排协调，总降值班人员密切关注负荷情况，负荷总量控制在 2000kW 以内。

6）如检查 10kV 保安电源也失电或因故障无法投入时，立即向公司汇报生产调度并要求启动柴油发电机供电，同时断开总降 110kV 及 10kV 所有主进线开关。

7）生产调度在得到要求起动柴油发电机的请求后立即组织熟料分厂人员按照《柴油发电机操作规程》起动柴油发电机，提供窑系统保安电源。

8）柴油发电机投入后，只允许起动窑慢转、窑减速机油站、事故风机、高温风机油站及辅助传动电机、余热发电的交流油泵、汽轮机辅传、窑头 UPS 电源、必要的照明系统等。其他设备未经应急处理领导小组同意不得开启。

（2）当总降 110kV 或 10kV 主开关跳闸造成失电的情况。

1）总降当班值班人员应立即向公司生产调度及主管领导汇报，记录事故发生的时间，各保护动作情况，现场有无异常情况等。

2）电气专业人员应第一时间赶赴现场，查找跳闸原因，原因未查明前，严禁盲目送电。

3）如未发现明显故障点，且设备本体及后台机信号数据显示正常、其他相关数据如绝缘电阻等测试也正常，经应急处理领导小组同意后，允许试送一次。

4）在明确不能正常供电的情况下，按照操作规程和《柴油发电机操作规程》要求进行应急操作。

（3）当总降关键设备发生事故造成失电的情况。

1）总进线 GIS 故障必须经厂家到场修复的，按程序汇报并启动保安电源。

2）总降某一关键设备（如一台 GIS、一台主变压器、一台主变压器的二次侧室外母线或 10kV 总进线柜）发生事故，且短期内无法修复的，按操作规程合上母联分段柜 0830 和母联隔离柜 0831。全厂负荷由公司生产调度统一安排协调，总降值班人员要密切关注运行的一台变压器上层油温及负荷情况，变压器的上层油温不能超过 95℃，此时变压器可按《总降运行操作规程》在过负荷即高压侧电流高于其额定电流（165.3A）情况下

运行。

5. 恢复总降 110kV 供电

（1）不论是供电局变电站开关动作还是由于总降内部开关动作以及由于总降设备事故造成全厂失电，设备保全部都应密切关注后续问题的处理，及时与供电局地调或设备厂家联系，当问题处理结束具备供电条件时都必须经公司应急处理领导小组同意后，方可恢复总降正常供电。恢复时总降值班人员严格按照《总降运行操作规程》有序操作，熟料分厂根据《柴油发电机操作规程》退出保安电源。

（2）恢复供电后，公司生产调度应合理安排生产恢复，各分厂应严格执行设备安全操作规程，防止设备事故的发生。

7.2.4 应急准备

（1）总降及各部门电气人员应随时做好应急的准备，如应急照明灯、操作工具、电力室钥匙、防雨工具等。

（2）总降操作人员应定时对 10kV 保安电源进行检查，确保备用电源处于热备用。

（3）熟料分厂应定期检查发电机油罐内油位（正常情况下处于满油位），定期对发电机试机，确保设备状态良好，并保证每班有 2 ~ 3 人熟悉发电机操作的员工。供应部门应有稳定可靠的柴油供应渠道。

（4）熟料分厂应负责盘窑工具的完好并放置现场。

（5）办公室应随时准备调度车辆，以保证现场需要。

（6）为保证应急响应速度，设备保全部每半年组织进行一次预案的演练，以提高各部门反应速度。

7.2.5 应急处理要求

（1）全厂失电如果发生在夜间，应首先保证有足够的应急照明，同时重要电力室安排专人值守。

（2）总降值班人员在进行内外部汇报联系时，必须使用录音电话，以便于事故原因的调查。

（3）在处理失电的过程中，所有人员必须保证手机通信畅通，未处理完不得擅自离开现场。

（4）非工作时间（周末、节假日、夜间等）发生失电事故，需要应急小组相关人员从住处赶往厂内的，有私家车的，应立即自驾车赶往厂内；无私家车的可乘坐出租车或公司办公车辆，以方便先到厂内为原则，相关费用由财务部门负责处理。公司生产值班调度应及时通知公司办公室领导，办公室立即派专车接送（必要时可动用公司所有车辆），但公司厂内专门安排值班的一辆小车原则上不得用于接住在城区及其他远处的人员来，以备现场急需。

7.2.6 后期处理

1. GIS 或主变发生必须返厂或更换时的处理

（1）经判定应返厂或更换时，由设备保全部领导汇报集团总部相关部门，并通知设备

生产厂家营销、技术等相关人员前来处理。

（2）与当地供电部门联系，看是否有可代用的设备。

（3）由集团联系，看设备生产厂家及集团内部其他公司是否有相同设备可临时代用。

（4）如果无法找到可代用设备，在等待返厂维修或新订设备到厂安装投运之前，在仅有一台主变压器运行的情况下，生产系统应制定新的生产方案。

2. 故障（事故）调查

全部供电恢复之后，由应急处理领导小组组织调查。事故调查工作包括：调查组的组成，应急救援情况的调查，事故现场调查，技术分析，事故原因的判定，事故性质和责任的查明，编写事故调查报告，提出安全预防措施建议。具体按公司设备事故调查处理管理办法执行。

3. 改进措施

全部供电恢复之后，由应急处理领导小组组织各部门及一线当班人员，认真总结事故处理过程中优点和不足之处，研究事故发生机理，分析事故发展过程，吸取事故教训，提出具体措施，进一步完善和改进失电应急预案。

4. 预案修订

当出现以下情况时，本预案应及时修订。

（1）相关法律法规、标准规范等发生变化。

（2）部门职责发生变化。

（3）公司领导及部门主要领导发生变化。

（4）实施过程中发现预案存在问题（如某些条款操作性不强或有缺陷甚至错误）。

（5）出现新的情况而预案未涵盖。

7.3 供电系统失电应急预案演练方案

7.3.1 演练目的

（1）提高、检验公司处置停电突发事件快速反应、整体联动的能力，为一旦发生全公司停电时能快速有效处置和把事故损失降到最低限度而积累经验。

（2）检验公司停电应急机制和体系的合理性和有效性，并从中提出改进的措施和办法，进一步修订完善全厂停电应急预案。

（3）检验公司相关部门对停电应急预案的重视程度，增强职工的忧患和应急意识，提高突发事故时职工自救、互救能力。

7.3.2 演练时间

公司位于华南山区，属高雷暴地区。根据当地气象资料，每年7～9月雷电次数最多。故将演习时间定在每年6月，原则上为双休日晚上，具体时间由指挥小组临时通知。

7.3.3 演练地点

二楼中控室、生产现场。

7.3.4 演练方式

以中班雷雨造成110kV线路故障停电为条件进行模拟演练，相关人员模拟操作，设备保全部人员检验操作程序的正确性并记录操作时间。

7.3.5 演练要求

（1）必须遵循安全第一、组织严密、措施有效的原则，确保演练安全。

（2）必须从实战出发，以最可能发生的情况（事故的时间、气候、危害）为模拟演练条件，要有针对性、代表性，以高危区域和重要部位为主，要真实有效，防止走过场。

（3）采用统一指挥、分级负责、分步联动的方法，确保演练成功。

（4）严肃纪律，对无故不参加、拖沓、工作严重滞后、参与不积极的将从严考核。

（5）任何演练人员不准实际操作设备，只能采用模拟方式表示如喊出“拉”“合”“开”“关”等；严禁触动设备，当演练监督人员发现演练人员有触动设备意图时，应立即制止。

（6）当演练过程中发生事故时，当班调度立即汇报领导小组，宣布演练停止，同时指挥组织处理事故。

7.3.6 演练领导小组

总降供电系统失电应急预案应急处理领导小组所有成员，另有若干名监督记录人员。

分工：生产部副经理黄××：在中控室监督当班调度指挥及操作员应急操作正确与否

生产部安全主管吴××：演练过程的安全及拍照。

其他人员见演练步骤（见附件一表7-1）。

7.3.7 准备工作

（1）提前召开准备工作会议，提出相关要求，明确注意事项。但具体时间保密，不确定。

（2）演练当天，由设备保全部领导临时通知所有监督人员黄××、吴××、冯××、陈××、蒋××、沈××、杨××、朱××等下班后留在厂内。指挥小组其他人员不予通知，正常情况下班离厂。

（3）为检验公司相关人员的真实处置能力，此次演练原则上各单位不宜对相关人员提前进行操作培训。演练中操作不正确时由监督人员指正。针对存在的问题，将来安排专门的培训。

7.3.8 主要演练步骤

见附件一。

7.3.9 总结评价

各专业小组按照附件二（见表7-2～表7-8）格式进行评分并提交设备保全部，领导做总体评价，最后由设备保全部形成演练总结，下发至相关部门。

7.3.10 附件

附件一

表 7-1 主要演练步骤

序号	步　　骤	记录人	记录内容及要求	备　　注
1	以中班雷雨造成 110kV 线路故障停电为条件进行模拟演练			
2	20：20 指挥小组赵××通知监督人员赶往指定地点，20：30 通知总降、值班调度宣布演练开始	调度	通知总降、中控时间	
3	总降人员根据电脑报警显示情况及 GIS 带电显示指示灯是否亮，立即判断是线路故障还是总降内部故障	总降	接到电话时间	总降主管冯××观察总降人员操作是否正确
4	总降以“我公司 110kV 闪变，请查一下原因”与供电公司调度（地调）联系	总降	向地调打电话时间	用录音电话
5	我公司生产调度（调度）、中控操作员立即联系总降，询问原因，此时总降电话可能占线	调度	询问总降时间	
6	总降向调度通报：停电原因或故障点暂未找到，送电时间不确定	总降	向调度汇报情况时间	
7	总降电话通知小组中电气专业领导及成员：保全部领导赵××、总降主管冯××；赵××通知保全部 DCS 主管陈××到厂	总降	通知时间	陈××记下接到电话时间
8	调度立即通知中控操作人员：外部停电，送电时间不确定；熟料分厂中控操作人员立即通知分厂值班电工、岗位工做必要的工作并依次通知分厂领导电气×××、生产×××、机械×××；水泥分厂操作人员立即通知分厂值班电工、岗位工做必要的工作		相关人员记下自己接到电话的时间及到达公司的时间	
9	调度立即通知小组中公司领导及相关部门领导：秦××、生产部孙××、保全部钱××、办公室武××，由武××通知非值班司机（至少 3 辆车）到指定地点接相关人员（10 人）到厂	调度	通知相关人员的时间	要以满足最短时间到厂的要求，可自驾车或乘出租车
10	两大分厂电气值班人员分别向中控或调度询问停电范围、原因；若不知道停电是内部原因还是外部原因，应派人到电力室检查高压室进线柜是否有报警记录；若是总降外部线路停电，熟料分厂电气人员应分组立即向柴油发电机房和窑尾电气室集结，并做好发电机组和回转窑辅传的投入准备工作	总降	记录电话询问时间	电气主管蒋××、沈××分别在柴油发电机房、窑尾电气室监督记录
11	调度电话向秦××汇报情况，经同意后调度给中控操作员下达指令：①熟料分厂立即起动柴油发电机，②岗位人员立即准备启动回转窑辅传，③岗位人员立即准备开高温风机辅传，④岗位人员立即检查高温气体分析仪探头是否已自动退出，否则手动退出，⑤岗位人员立即退出窑头高温看火电视探头，⑥岗位人员立即退出篦冷机高温看火电视探头；中控操作员负责通知相应岗位值班人员		调度、操作员分别记录相应通知时间	杨××、朱××、许××、卫××分别负责“步骤栏③、④、⑤、⑥”的监督记录（步骤及是否正确、操作起止时间）

（续）

序号	步　　骤	记录人	记录内容及要求	备　　注
12	各岗位汇报上述6项工作已完成，中控记录汇报时间，保全部人员现场指导操作并完成记录时间			陈××在DCS工程师站准备处理由于误操作引起的需要程序上应急处理的如屏蔽、解锁等问题，但必须经保全部电气领导电话同意
13	柴油发电机投运后，只能给窑辅传、窑减速机、高温风机辅传、高温风机油站、事故风机、照明、DCS所用UPS等供电，其他设备未经同意不得开机	调度	是否按要求开机	
14	司机向调度汇报已送相关领导到厂；乘车领导记录到厂时间	调度	记录到厂时间	
15	调度询问值班车是否在公司；若不在，记录从通知到返回公司时间	调度	值班车离开公司原因及是否经调度同意	在全厂停电时，值班车作为保安车辆一般不能用于接送领导，即便正常情况下，值班车未经调度同意也不得离开公司
16	待相关领导已全部到厂，所有停电模拟预演、记录已完成，组长宣布：停电应急处理预演结束，来电恢复预演开始	调度	开始时间	
17	总降通知调度：110kV线路已来电，主变压器10kV侧具备送电条件，待分厂办理送电手续后即可送电			
18	指挥小组下令调度并由中控操作人员通知：熟料分厂做好10kV受电的各项检查和准备工作，退出柴油发电机及将各种高低压开关柜开关置于合适位置		中控记录通知时间	
19	分厂将工作就绪汇报调度并到总降办理送电手续		调度记录得到答复时间	
20	总降进行10kV送电操作		冯××监督操作步骤	
21	中控按程序开机恢复生产，岗位人员立即脱开窑辅传，岗位人员立即脱开高温风机辅传		黄××监督开机操作程序及恢复生产时间	
22	指挥小组宣布演练结束			
23	保全部记录汇总时间	蒋××		
24	开总结会		蒋××记录	
25	第二天形成会议纪要		对相关人员进行必要的奖惩	

附件二　应急预案演练评分表

表 7-2　总降操作　　20××年×× 月×× 日

部门	保全部总降	值班人		监督人	冯××
反事故演习内容：					总评分
项　　目	内　　容			应得分	实得分
事故处理 30 分	判断准确，处理迅速正确，汇报联系及时			27～30	
	判断准确，处理迟缓，汇报联系存在一定问题			23～26	
	判断正确，汇报处理迟缓且存在问题			19～22	
	判断基本正确，汇报处理迟缓且存在一定问题			15～18	
	判断失误			15 分以下	
操作表演 50 分	系统熟悉，操作无误，时间短			45～50	
	系统熟悉，操作基本正确，时间较短			40～44	
	系统熟悉，操作存在问题，时间一般			35～39	
	系统基本熟悉，操作存在问题，时间长			30～35	
	系统不熟悉，操作错误多，时间太长			30 分以下	
执行两票 20 分	操作票熟悉、准确无误			18～20	
	操作票存在一定问题			14～17	
	操作票存在问题较多			11～13	
	操作票不熟悉			10 分以下	
评价					
评委签名					
监督重点：如何判断是内部还是外部停电；短时无法恢复供电且分厂需起动发电机时应断开主变压器 10kV 开关（断开，但不摇出，也不合接地开关）；来电时 GIS 操作；汇报、询问、工作票；合上主变压器 10kV 开关					

表 7-3　熟料分厂电气操作　　20××年×× 月×× 日

部门		操作人		监督人	蒋××
反事故演习内容：柴油发电机的投退程序					总评分
项　　目	内　　容			应得分	实得分
事故处理 30 分	汇报联系及时，叙述准确、快速			27～30	
	汇报联系及时，叙述存在一定问题			23～26	
	汇报联系及时，叙述迟缓且存在较多问题			19～22	
	汇报联系不及时，叙述迟缓、错误较多			15～18	
	汇报联系不及时，叙述太迟缓、大部分错误			15 分以下	

（续）

项　目	内　容	应得分	实得分
操作表演50分	系统熟悉，操作无误，时间短	45～50	
	系统熟悉，操作基本正确，时间较短	40～44	
	系统熟悉，操作存在问题，时间一般	35～39	
	系统基本熟悉，操作存在问题，时间长	30～35	
	系统不熟悉，不会操作，时间太长	30分以下	
送电工作票20分	工作票熟悉、准确无误	18～20	
	工作票存在一定问题	14～17	
	工作票存在问题较多	11～13	
	不知道办理工作票，监督人提醒后才办理	10分以下	
评价			

评委签名

监督重点：窑头、窑尾低压电气室1#、2#低压进线柜断路器必须手动断开但不能摇出；熟悉1#、2#低压进线柜断路器、联络柜断路器、发电机控制柜断路器状态之间的逻辑关系；应将1#、2#变压器高压侧断路器及高压柜进线柜断路器断开并摇出（但都不合接地开关）；发电机的具体起动操作

表7-4　熟料分厂窑尾岗位及机修　　20××年××月××日

部门		操作人		监督人	杨××
反事故演习内容：回转窑辅传的连接及起动，高温风机辅传的连接及起动，高温气体分析仪探头的退出					总评分
项　目	内　容			应得分	实得分
事故处理40分	汇报联系及时，叙述准确、快速			36～40	
	汇报联系及时，叙述存在一定问题			32～35	
	汇报联系及时，叙述迟缓且存在较多问题			28～34	
	汇报联系不及时，叙述迟缓、错误较多			24～27	
	汇报联系不及时，叙述太迟缓、大部分错误			23分以下	
操作表演60分	系统熟悉，操作无误，时间短			54～60	
	系统熟悉，操作基本正确，时间较短			48～53	
	系统熟悉，操作存在问题，时间一般			42～47	
	系统基本熟悉，操作存在问题，时间长			36～41	
	系统不熟悉，不会操作，时间太长			35分以下	
评价					

评委签名

表 7-5　熟料分厂窑头及篦冷机岗位　　20××年×× 月×× 日

部门		操作人		监督人	许××
反事故演习内容：退出窑头高温看火电视探头；退出篦冷机高温看火电视探头					总评分
项　　目	内　　容			应得分	实得分
事故处理 40 分	汇报联系及时，叙述准确、快速			36～40	
	汇报联系及时，叙述存在一定问题			32～35	
	汇报联系及时，叙述迟缓且存在较多问题			28～34	
	汇报联系不及时，叙述迟缓、错误较多			24～27	
	汇报联系不及时，叙述太迟缓、大部分错误			23 分以下	
操作表演 60 分	系统熟悉，操作无误，时间短			54～60	
	系统熟悉，操作基本正确，时间较短			48～53	
	系统熟悉，操作存在问题，时间一般			42～47	
	系统基本熟悉，操作存在问题，时间长			36～41	
	系统不熟悉，不会操作，时间太长			35 分以下	
评价					
评委签名					

表 7-6　调度及中控操作岗位　　20××年×× 月×× 日

部门		操作人		监督人	黄××
反事故演习内容：					总评分
项　　目	内　　容			应得分	实得分
事故处理 40 分	汇报联系及时，叙述准确、快速			36～40	
	汇报联系及时，叙述存在一定问题			32～35	
	汇报联系及时，叙述迟缓且存在较多问题			28～34	
	汇报联系不及时，叙述迟缓、错误较多			24～27	
	汇报联系不及时，叙述太迟缓、大部分错误			23 分以下	
操作表演 60 分	系统熟悉，操作无误，时间短			54～60	
	系统熟悉，操作基本正确，时间较短			48～53	
	系统熟悉，操作存在问题，时间一般			42～47	
	系统基本熟悉，操作存在问题，时间长			36～41	
	系统不熟悉，不会操作，时间太长			35 分以下	
评价					
评委签名					

表 7-7　交通车辆　　20××年×× 月×× 日

部门		操作人		监督人	孙××
记录内容：领导小组人员、司机到达指定集合地点（××××小学门口）的时间					总评分
项　　目	内　　容			应得分	实得分
到达集合点时间	接到电话 8～10 分钟到达			90～100	
	接到电话 11～13 分钟到达			80～90	
	接到电话 14～16 分钟到达			70～80	
	接到电话 17～20 分钟到达			60～70	
	接到电话 21 以后分钟到达			60 分以下	
评价					
评委签名					

表 7-8　安全　　20××年××月××日

部门		操作人		监督人	吴××
主要记录内容：指挥组织安全、劳保用品穿戴、安全操作、安全工器具、厂内外道路是否畅通					总评分
项　　目	内　　容			应得分	实得分
				90～100	
				80～90	
				70～80	
				60～70	
				60 分以下	
评价					
评委签名					

7.4　工作票、操作票管理制度

7.4.1　总则

（1）为了规范电气工作票和操作票（以下简称“两票”）的填写和执行标准，加

强“两票”的管理和考核，提高“两票”填写和执行的正确率，防止发生人员责任的人身、设备事故，规范工作现场安全管理和工作秩序，提高安全作业水平，特制定本规定。

（2）除本规定所列特殊情况外，总降其他操作必须有“两票”。“两票”必须经设备保全部主管电气的经理批准方才有效，其他人无权批准。

（3）根据实际情况，将操作票纳入到工作票中并将常用的14种工作票作为样票统一列出，经审批后作为典型工作票资料放到总降，供学习参考。本书附录A列出了14种工作票的清单、6种工作票，附录B给出了电气主接线图供参考。

7.4.2 倒闸操作术语与状态定义

7.4.2.1 术语

电网调度术语是保证电网科学、准确、严谨、高效调度运行组织指挥工作的基础语言。相关标准文件有：

DL/T 961—2005　　电网调度规范用语

Q/CSG 2 1003—2008　　中国南方电网电力调度管理规程

国家电网调度控制管理规程（国家电网调［2014］1405号）

国家电网公司下属的五大区域（华北、华东、华中、东北、西北）电网公司、省级电网公司也陆续出台了适用于本地区的调度控制管理细则。

电气类操作术语规范描述见表7-9。其中，开关即断路器，刀闸是各类形式的隔离开关的统称（开关、刀闸是DL/T 961—2005规定的调度规范用语）。

表7-9　电气类操作术语规范描述

术　语	应用设备	规范描述
合上/断开	断路器/开关 刀闸	合上×××开关（刀闸） 断开×××开关（刀闸）
检查	断路器/开关 刀闸	检查×××开关（刀闸）在“合闸”位 检查×××开关（刀闸）在“分闸”位
	指示灯	检查×××开关“红灯”亮 检查×××开关“绿灯”亮
	表计	检查×××表计指示正常
	把手	检查×××把手在“××××”位
	保护压板	检查×××保护压板已投入（已退出）
	熔断器等	检查×××熔断器已装好（已取下）
拉出	真空断路器	拉出×××真空断路器放到“××××”上（位置）
摇出/摇入	摇出式手车开关	摇出×××手车开关至“××××”位 摇入×××手车开关至“××××”位
拔下/插上	开关二次插头	拔下×××开关二次插头 插上×××开关二次插头
装上/取下	熔断器（保险）	装上×××熔断器（保险） 取下×××熔断器（保险）

（续）

术　语	应用设备	规范描述
装设/拆除	接地线	在×××处装设接地线（×××号） 拆除×××处接地线（×××号）
	绝缘板	在×××处装设绝缘板 拆除×××处绝缘板
放上/取下	绝缘垫	在×××处放上绝缘垫 取下×××处绝缘垫
切	切换把手	切×××把手至“××××”位
投入/退出	保护压板	投入×××保护压板 退出×××保护压板
测量	测量设备的电气量	测量×××对地绝缘电阻为××兆欧 测量×××相间电压为××伏 测量×××电流为××安
验电	对电气设备验电	验明×××处确无电压
挂上/摘下	安全标示牌	在×××处挂上“××××”标示牌 摘下×××处“××××”标示牌

7.4.2.2　设备的状态一般规定

1. 按电网公司调度操作许可规定定义的电气设备状态

见表7-10～表7-12。表7-12对企业来说有些保护（如高频保护等）没有，但与供电公司调度联系时会用到，所以一并列入。

一次电气设备的状态可分为4种：运行状态、热备用状态、冷备用状态和检修状态。

（1）设备的“运行状态”是指设备的刀闸及开关都在合上位置，将电源至受电端间的电路接通（包括辅助设备如电压互感器，避雷器等）。

（2）设备的“热备用状态”是指设备只靠开关断开而刀闸仍在合上位置。

（3）设备的“冷备用状态”是指设备开关及刀闸（如结线方式中有的话）都在断开位置。

（4）设备的“检修状态”是指设备的所有开关、刀闸均断开，挂好保护接地线或合上接地刀闸时（并挂好工作牌，装好临时遮栏时）。

表7-10　一次主设备状态规定

电气设备	状　态	状态释义
开关	运　行	开关及两侧刀闸合上（含开关侧压变等附属设备）
	热备用	两侧刀闸合上，开关断开
	冷备用	开关及两侧刀闸均断开（接在开关上的电压互感器高低压熔丝一律取下，一次刀闸拉开）
刀闸	拉　开	动静触头分离
	合　上	动静触头接触
配出回路	运　行	回路开关运行
	热备用	回路开关热备用
	冷备用	回路开关及刀闸都在断开位置
	检　修	刀闸及开关均断开，回路接地开关合上或装设接地线

（续）

电气设备	状　态	状态释义
TV（压变）柜	运　行	高/低压熔丝装上、一次刀闸合上
	冷备用	高/低压熔丝取下、一次刀闸拉开
母线	运　行	冷备用、检修以外的状态均视为运行状态
	冷备用	母线上所有设备的开关及刀闸都在断开位置
变压器	运　行	一侧及以上开关（刀闸）运行
	热备用	一侧及以上开关热备用，且其余侧开关非运行
	冷备用	各侧开关及附属设备均冷备用（有高压刀闸的则拉开）

表 7-11　附属设备状态规定

电气设备	状　态	状态释义
所用变	运　行	电源侧开关运行，一次刀闸合上，高低压熔丝装上
	冷备用	电源侧开关冷备用，一次刀闸拉开，高低压熔丝取下
接地变	运　行	电源侧开关运行，一次刀闸合上，高低压熔丝装上
	冷备用	电源侧开关冷备用，一次刀闸拉开，高低压熔丝取下
电容器	运　行	电源侧开关运行
	热备用	电源侧开关热备用
	冷备用	电源侧开关冷备用
电抗器	运　行	电源侧开关运行
	热备用	电源侧开关热备用
	冷备用	电源侧开关冷备用
消弧线圈	运　行	与某台变压器中性点电路接通，相连的开关均合上
	冷备用	与任一变压器中性点电路不通，相连的开关均断开
避雷器	运　行	一次刀闸合上
	冷备用	一次刀闸拉开

表 7-12　继电保护及自动装置状态规定

电气设备	状　态	状态释义
母差保护	跳闸	保护直流电源投入，保护出口跳闸压板接通
	信号	保护直流电源投入，保护出口跳闸压板断开
分相电流差动保护	跳闸	保护直流电源投入，保护功能压板接通，保护出口跳闸压板接通
	信号	保护直流电源投入，保护功能压板断开
高频保护	跳闸	保护直流电源投入，保护功能压板接通，保护出口跳闸压板接通
	信号	保护直流电源投入，保护功能压板断开
	停用	保护直流电源投入，保护功能压板断开，收发信机电源停用（通道开关断开）
主变压器差动保护	启用	保护直流电源投入，保护出口跳闸压板接通
	停用	保护直流电源投入，保护出口跳闸压板断开
瓦斯保护	跳闸	保护直流电源投入，保护出口跳闸压板接通
	信号	保护直流电源投入，保护出口跳闸压板断开
主变压器后备保护	启用	保护直流电源投入，保护功能压板接通，保护出口跳闸压板接通
	停用	保护直流电源投入，保护功能压板断开

（续）

电气设备	状　态	状态释义
重合闸	启用	装置直流电源投入，保护功能压板接通，方式开关按调度要求放置
	停用	装置直流电源投入，保护功能压板断开
备自投	启用	装置直流电源投入，跳闸及合闸出口压板接通
	停用	装置直流电源停用，跳闸及合闸出口压板断开
电网振荡解列装置	启用	装置直流电源投入，出口跳闸压板接通
	停用	装置直流电源投入，出口跳闸压板断开
低周低压解列装置	启用	装置直流电源投入，出口跳闸压板接通
	停用	装置直流电源投入，出口跳闸压板断开
低周低压减载装置	启用	装置直流电源投入，出口跳闸压板接通
	停用	装置直流电源投入，出口跳闸压板断开
稳定控制装置	跳闸	装置直流电源投入，出口压板根据整定方式放置
	信号	装置直流电源投入，保护出口跳闸压板断开
	停用	装置直流电源停用，保护出口跳闸压板断开
距离、方向零序保护	启用	保护直流电源投入，保护功能压板接通，保护出口跳闸压板接通
	停用	保护直流电源投入，保护功能压板断开

注：整套保护停用，应断开出口跳闸压板；保护的部分功能退出，应断开相应的功能压板。

2. 电网公司调度未明确定义的设备状态

（1）设备的“检修状态”。根据设备的不同，可分为以下情况。

1）“断路器检修”：断路器与二次侧刀闸拉开，断路器与线路刀闸（或变压器刀闸）间有压变者，则该压变的刀闸需拉开（或高低压熔丝取下），断路器操作回路熔丝取下，在断路器二次侧挂上接地线（或合上接地开关）。

2）“主变检修”：变压器各侧挂上接地线（或合上接地开关），并断开变压器冷却器电源。

3）“母线检修”：该母线从冷备用转为检修，在冷备用母线上挂好接地线（或合上接地开关）。

4）“压变检修”：压变高压侧刀闸已拉开、二次熔丝或断路器已断开，并在压变高压侧挂上接地线或者合上压变接地开关。

5）“站变检修”：站用变（所用变）高压侧刀闸已拉开（或手车已在试验位置），低压400V开关已断开（包括低压刀闸、熔丝），且站变高、低压侧均挂上接地线（或者合上相应接地开关）。

（2）设备的“充电状态”：设备的电源被接通，但不带负载或设备仅带有电压而无电流流过（忽略少量的充电电流或励磁电流）。

（3）手车开关柜的电气状态。

1）运行状态：手车在工作位置，断路器在合位；

2）热备用状态：手车在工作位置，断路器在分位；

3）冷备用状态：手车在试验位置，断路器在分位；

4）手车开关检修状态：二次航空插头取下，手车拉出开关柜仓外；

5）回路检修状态：手车在试验位置，线路接地开关合位或线路侧挂接地线。

（4）手车压变柜（电压互感器柜）状态。

1）运行状态：压变手车在工作位置；

2）冷备用状态：压变手车在试验位置；

3）检修状态：压变手车拉出压变柜仓外。

（5）母联（分段）手车开关柜状态。

1）运行状态：隔离开关柜手车在工作位置，母联开关柜手车在工作位置，母联开关在合闸位置；

2）热备用状态：隔离开关柜手车在工作位置，母联开关柜手车在工作位置，母联开关在分闸位置；

3）冷备用状态：隔离开关柜手车在试验位置，母联开关柜手车在试验位置，母联开关在分闸位置。

（6）三位置刀闸状态：三位置刀闸具有三个位置，即接地位置、中间位置、运行位置；当切至接地位置时，相当于接地开关；当切至运行位置时，相当于刀闸在合闸位置；当切至中间位置时，相当于刀闸和接地开关转换的中间位置或刀闸、接地开关的分闸位置。

（7）已投运设备状态的变更，必须按经领导同意且有批准的工作票、操作票进行。除安规规定情况外，任何人员不得随意改变投运设备（包括备用间隔设备）的状态。

3. 设备名称

GIS、主变、所用变、开关（SF_6断路器、真空断路器）、刀闸（隔离开关、接地开关、快速接地开关、接地刀）、电压互感器（TV）、电流互感器（TA）、电容器、电抗器、熔断器、小车、进线柜、配出柜、TV 柜（消弧柜、压变柜、电压互感器柜）、电容补偿柜、保护屏、控制柜、机旁柜（就地控制柜）、直流屏、交流屏、UPS 屏、母线、微机保护器、小电流接地选线装置、接地线、中性点接地开关、二次插头、连接片、指示灯、带电显示器、仪表、后台监控电脑、五防电脑、五防锁、五防钥匙、防误闭锁装置、GIS 在线监测装置、变压器在线监测装置等。

7.4.2.3　定义

1. 倒闸操作

将电气设备从一种工作状态转换到另一种工作状态所进行的一系列操作称为倒闸操作。如将设备从运行状态转换为检修状态所要进行的拉开断路器、拉开隔离开关、验电、接地等一系列工作均称为倒闸操作。

2. 运行状态

运行范围中的刀闸和开关均在合闸状态；所属二次设备的保护压板、控制及信号电源确已投入。

3. 热备用状态

开关在分闸位置，开关两侧刀闸在合闸位置；所属二次设备的保护压板、控制及信号电源确已投入。

4. 冷备用状态

开关和开关两侧刀闸在分闸位置；所属二次设备的保护压板、控制及信号电源确已投入。

5. 检修状态

所有开关和开关两侧刀闸在分闸位置，与电源分离，根据工作需要挂标示牌、设遮栏及挂接地线（合接地开关）；所属二次设备的保护压板、控制及信号电源确已退出。

6. 摇出

通过操作手柄将断路器由工作位置摇至试验位置（断路器仍在柜体内）。

7. 抽出

通过断路器小车将断路器由试验位置（如果在工作位置应先摇到试验位置）抽出开关柜体外并放到小车上或其他地方。

8. 工作票

工作票是批准在电气设备上工作的书面命令，也是明确安全职责，严格执行安全组织措施，向工作人员进行安全交底，履行工作许可手续，工作间断、工作转移和工作终结手续，同时实施安全技术措施等的书面依据。

根据工作性质，在电气设备上工作时的工作票可分为三种：第一种工作票，第二种工作票，口头或电话命令。

（1）第一种工作票的适用范围如下：

1）凡在高压电气设备上或在其他电气回路上工作，需要将高压电气设备停电或装设遮拦的情况。

2）凡在高压室内的二次回路或照明等回路上工作，需要将高压电气设备停电或做安全措施的情况。

（2）第二种工作票的适用范围如下：

1）带电作业和在带电设备外壳上的工作。

2）控制盘、低压配电盘（柜、箱）、电源干线上的工作。

3）二次接线回路上的工作，无需将高压电气设备停电的情况。

4）非当值值班人员用绝缘棒对电压互感器定相或用钳形电流表测量高压回路的电流等情况。

5）在同期调相机的励磁回路或高压电动机转子电阻回路上的工作。

第二种工作票与第一种工作票的最大区别是不需要将高压电气设备停电或装设遮栏。

（3）口头或电话命令的适用范围包括事故紧急情况下的操作，使用绝缘工具进行低压测试工作等。运行人员接到口头电话或命令时必须做好详细记录，并向发令人复述核对一遍，发令人确认准确无误后实施。电话一般采用录音电话。

9. 操作票

运行人员改变设备、系统运行方式的指令及操作步骤，是进行电气操作的书面依据。

电气运行人员要完成一个操作任务，一般都需要十几项、几十项甚至上百项操作，并且经常是故障或事故等紧急情况下的操作，仅靠记忆是办不到的，也是不允许的，因为稍有疏忽、失误将会造成人身、设备事故或严重停电事故。

7.4.3 “两票”通用管理规定

（1）各分厂内部检修需总降停电的即计划停电，应办理“总降计划停电工作票”，检修结束需总降送电的应办理“总降计划送电工作票”；当分厂出现故障又无法停电或分厂停电

无法解决问题时分厂电气人员可以直接给总降打电话而无需办理停电手续。

（2）不论是故障自动跳闸或是因故障总降人员人工分闸，当故障处理完毕需要送电时分厂都应办理“总降故障分闸处理完毕送电工作票”。

（3）总降内部检修或抢修时更要必须办理相应的工作票（详见本书附录 A），不得因设备保全部自己审批、自己检修而图省事简化步骤。

（4）总降 110kV 设备（此处特指主变、GIS、公司产权的 110kV 架空线路）检修（不论计划检修还是事故抢修）停运需投运 10kV 保安电源时，必须办理“总降 110kV 设备检修投运 10kV 保安电源工作票”；由于上级（供电局）变电站原因（不论计划检修还是事故抢修）造成总降 110kV 停电但总降内部 110kV 设备正常不需要做任何维护和检修而（不论计划检修还是事故抢修）需投入 10kV 保安电源时，必须办理“总降 110kV 设备非检修投运 10kV 保安电源工作票”。

（5）按 GB 26860—2011《电力安全工作规程》（发电厂和变电站电气部分）及 Q/GDW 1799. 1—2013 国家电网公司《电力安全工作规程　第 1 部分：变电部分》（以下简称“安规”）规定应当填用“两票”的工作，不得无票作业，不得使用不符合本规定的“两票”，不得使用派工单、申请单、联系单、口头命令等代替“两票”。

（6）“两票”应按本《规定》的统一格式执行。详见本书附录 A：典型工作票样票。

（7）每张工作票只能填写一个操作任务，一个操作任务是指根据同一操作命令为了完成相同的操作目的而进行的一系列相关联并依次进行的不间断倒闸操作过程。如熟料分厂检修，如果需要一线生料磨电力室、窑头电力室停电，则应办两张工作票而不能将两者写在一张工作票上。

（8）一个工作负责人只能发给一张工作票，工作票上所列的工作地点，以一个电气连接部分为限。一个电气连接部分是指配电装置的一个电气单元中用刀闸与其他电气部分截然分开的部分。

（9）工作票所列人员的基本条件：

1）工作票的签发人应是熟悉人员技术水平、熟悉设备情况、熟悉相关安全规程，并具有相关工作经验的部门领导人、技术人员或经公司主管副总批准的人员。工作票签发人员名单应书面公布。

2）工作负责人（监护人）应是具有相关工作经验，熟悉设备情况和本规程，经部门书面批准的人员。工作负责人还应熟悉工作班成员的工作能力。

3）工作许可人应是经部门领导书面批准的有一定工作经验的运行人员或检修操作人员（进行该工作任务操作及做安全措施的人员），工作许可人应是持有效证书的高压电气工作人员。

4）专责监护人应是具有相关工作经验，熟悉设备情况和本规程的人员。

（10）工作票所列人员的安全责任：

1）工作票签发人。

① 工作必要性和安全性。

② 工作票上所填安全措施是否正确完备。

③ 所派工作负责人和工作班人员是否适当和充足。

2）工作负责人（监护人）。

① 正确安全地组织工作。

② 负责检查工作票所列安全措施是否正确完备，是否符合现场实际条件，必要时予以补充。

③ 工作前对工作班成员进行危险点告知，交代安全措施和技术措施，并确认每一个工作班成员都已知晓。

④ 严格执行工作票所列安全措施。

⑤ 督促、监护工作班成员遵守本规程，正确使用劳动防护用品和执行现场安全措施。

⑥ 工作班成员精神状态是否良好，变动是否合适。

3）工作许可人。

① 负责审查工作票所列安全措施是否正确、完备，是否符合现场条件。

② 工作现场布置的安全措施是否完善，必要时予以补充。

③ 负责检查检修设备有无突然来电的危险。

④ 对工作票所列内容即使发生很小疑问，也应向工作票签发人询问清楚，必要时应要求做详细补充。

4）专责监护人。

① 明确被监护人员和监护范围。

② 工作前对被监护人员交代安全措施，告知危险点和安全注意事项。

③ 监督被监护人员遵守本规程和现场安全措施，及时纠正不安全行为。

5）工作班成员。

① 熟悉工作内容、工作流程，掌握安全措施，明确工作中的危险点，并履行确认手续。

② 严格遵守安全规章制度、技术规程和劳动纪律，对自己在工作中的行为负责，互相关心工作安全，并监督本规程的执行和现场安全措施的实施。

③ 正确使用安全工器具和劳动防护用品。

7.4.4 工作票的填写与签发

（1）开关、刀闸、接地开关、接地线、压板、切换把手、保护直流、操作直流、信号直流、电流回路切换连片（每组连片）等均应视为独立的操作对象，填写操作票时不允许并项，应列单独的操作项。

（2）填写操作票严禁并项、添项及用勾画的方法颠倒操作顺序。

（3）工作票使用的术语按照倒闸操作术语要求填写。

（4）工作票主要内容要求统一用计算机填写后打印出来，不采用手写票。

（5）标题用宋体 2 号字，其他用宋体 4 号字；页边距为上下左各 25mm，右 20mm。

（6）工作票编号。

1）工作票均应连续编号管理并按序号依次使用，中间不得空号。未经编号的工作票不准使用。

2）编号方法。

编号组成：单位 六位时间-顺序号。

单位代号：熟料分厂—L，水泥分厂—N，总降—Z。

时间：年月日分别用两位阿拉伯数字表示。

顺序号：用三位数字表示，按本单位本年度所办工作票的次数从001开始，逐次增加。如L150816-006：表示熟料分厂2015年8月16日所办工作票，006表示此票是该分厂2015年第六次所办的工作票。

（7）正式执行的工作票，需工作票签发人、工作负责人、工作许可人、操作人、监护人、值班负责人以及安全措施交底确认栏签名的必须手工签名，不得直接打印或使用电子签名。

（8）工作票签发人不得签发空白工作票；各专（兼）职安监人员不得签发工作票。

（9）工作票应使用钢笔或圆珠笔签发，一式两份，票面应整洁，内容应正确、清楚，不得任意涂改。个别错、漏字修改时，应在错字上划两道横线，漏字可在填补处上、下方做“∧”或“∨”记号，然后在相应位置补上正确或遗漏的字，字迹应清楚，并在错、漏处盖上工作票签发人或工作许可人扁形红色印章，以示负责。但对设备名称、编号、动词不得涂改。错、漏字修改每页不得超过三个字。

（10）工作票中相关人员的审批规定。

1）分厂办理的工作票中包括

分厂领导：分厂主管副厂长

经办人：分厂电气主管或电气管段长

监护人：分厂经办人兼任并承担监护人的责任

2）总降办理的工作票中包括

工作票签发人：设备保全部电气副经理

工作许可人：设备保全部总降电气主管

工作负责人：总降班长

值班负责人、操作人：总降当班值班人员

监护人：总降班长或技术员

3）工作票中相关人员对电气安全负有重要责任，任何人不得擅自口头同意更换为其他人员。

4）一张工作票中，工作票签发人、工作负责人和工作许可人三者不得互相兼任。

（11）工作组人签名：全部成员人数在五人及五人以下时必须逐人签名，五人以上时只需五人签名，但应在“共 __人”处填写总人数（含工作负责人）。

（12）工作设备双重名称。

1）工作票中所填写的设备必须采用双重名称（名称和编号），即名称、编号不得只填一个，而工作票上的设备名称和编号必须与现场设备上的名称和编号相同。否则均属于不合格工作票，不得签发也不得执行。

2）总降监控计算机上的设备名称、编号是由供电公司调度正式书面批准命名的，未经供电局书面批准任何人不得改动。同时，总降现场设备上的名称和编号必须与总降监控计算机上的名称、编号相同。

（13）“工作任务”栏的填写。

在不变更或不增设安全措施的情况下，若需扩大工作任务，可由工作负责人向工作许可人提出并征得同意，同时应在工作票备注栏内填入扩大的工作内容。若需变更或增设安全措施时，则应填用新的工作票，并重新履行工作许可手续。

（14）“计划工作时间”栏的填写。

工作票计划工作时间，不包括停、送电操作及布置安全措施的时间。工作票上所列的计划时间不能作为开始工作和恢复送电的依据。

（15）“安全措施及倒闸操作步骤”栏的填写。

1）“应（已）装设的接地线”栏必须注明准确位置，接地线包括一般接地线和设备（如 GIS 和 10kV 开关柜）自带的接地开关（开关），由工作许可人填写的“已装设的接地线”栏还必须注明接地线编号。如“在 2# 主变 110kV 侧装设一组 110kV 接地线（110kV 接地线 2#）”。为了更加明确，防止遗漏，也可将接地线与设备自带的接地开关分别单独列出。

2）“应（已）设遮栏、应（已）挂标示牌”栏，必须注明准确位置和悬挂方法。

3）工作许可人应把自己填写的项目与工作票签发人填写的项目逐一对比审核，如有疑问应立即向工作票签发人询问，必要时可在双方取得一致意见的基础上由许可人负责补充。

4）“补充安全措施”栏，工作许可人应根据现场实际指明邻近工作地点保留带电部分的具体设备、名称编号，并根据现场实际情况，补充工作票填写人事先未考虑的安全措施。补充安全措施应具体可操作。

5）“安全措施”栏内容较多填写不下时，可加附页，并在“安全措施”栏写明“有附页”，附页上应有工作票签发人、工作许可人、工作负责人签名。

6）“检查 × × × 开关（或断路器）已断开”（或合上）。

① 对于 GIS 的 SF_6 断路器和 10kV 真空断路器需通过以下四个步骤才能确定：

a）计算机上 × × × 开关的显示状态；

b）现场控制柜门上的开关位置显示状态；

c）现场控制柜上的带电显示器显示状态；

d）现场 × × × 开关本体上的机械指示位置显示状态。

② 对于 10kV 开关柜接地开关需通过以下三个步骤才能确定：

a）计算机上 × × × 开关的显示状态；

b）现场控制柜门上的开关位置显示状态；

c）现场控制柜（高压柜）上的机械指示位置显示状态。

③ 对于 110kV GIS 内部的接地开关、快速接地开关、隔离开关需通过以下三个步骤才能确定：

a）计算机上 × × × 开关的显示状态；

b）现场控制柜门上的开关位置显示状态；

c）现场 GIS 上开关本体所带的机械位置指示器的显示状态。

（16）“工作许可开始”栏的填写。

工作许可人、工作负责人双方到现场核对安全措施正确、完备并满足现场工作需要后签字许可，许可工作时间由工作许可人填写。

（17）“工作负责人指定专职监护人”栏是指需要进行分组工作时，工作负责人应指定各小组监护人，并填明小组监护人姓名和具体工作地点、内容。

（18）“工作人员变动”栏的填写。

1）变更工作负责人，应经工作票签发人同意，变动情况记录在工作负责人变动栏内，并通知值班负责人。若工作票签发人不在现场，可以电话变更，由值班负责人代为签字。两

位工作负责人应做好工作交接。

2）工作班其他人员变更：工作票签发后，除工作负责人以外的其他工作班人员需要变更的，必须经工作许可人同意。工作负责人负责填写变更情况。如因人员缺勤或原计划人员不足，将影响到施工安全或可能造成检修延期时，工作负责人应及时向工作票签发人汇报。开工后变动的工作班人员，必须由工作负责人重新交代安全措施后才能参与工作。

（19）“工作票延期”栏的填写。

工作票的有效期以批准的检修期为限，工作票因故（如在检修中发现重要缺陷、天气突变等特殊情况）需延期时，工作负责人应提前征得工作许可人同意（还应告知公司生产部当值调度）。工作票只能延期一次。

（20）“工作结束、终结”栏的填写。

全部工作任务完成后，解锁的设备已恢复闭锁，工作班应清扫、整理现场。工作负责人应先全面仔细检查，待全体工作人员撤离工作地点后，再向值班人员交代所修项目、发现的问题、试验结果和存在问题等，并与运行人员共同检查设备状况、状态，有无遗留物件，是否清洁等，然后在工作票上填明工作结束时间，经双方签名后，表示工作结束。由工作许可人（值班负责人）盖“工作结束”章或注明“工作结束”并签名；工作票所列临时遮栏、标示牌已拆除，恢复常设遮栏，拆除（断开）全部接地线（接地开关）后，工作票方告终结，并由工作许可人（值班负责人）盖“工作票终结”印章或注明“工作票终结”并签名。

（21）“备注”栏由值班负责人填写并负责本编号工作票的整理归档。它是工作票的最后一项，不论工作票有几页，没见到此项必然是缺页的，也是严重不合格且不允许执行的。

（22）“检查评价”栏用于公司或上级检查，由检查人员填写。

7.4.5 工作票的管理

（1）所有工作票都要求一式两份。分厂所办理的工作票一式两份，总降、分厂各存一份；总降内部工作票，总降、设备保全部总降主管各存一份。

（2）总降使用过的工作票，每月由班长统一整理、收存。

（3）一般工作票保存期为一年，重大事故工作票长期保存。

（4）“两票”管理首先要把住执行前的审核关，考核重点应放在执行过程中，严禁无票作业、无票操作。

（5）总降运行人员接到工作票后，应根据工作任务和现场设备实际运行情况，认真审核工作票上所填安全措施是否正确、完善并符合现场条件，如不合格，应返回工作负责人，不受理该工作票。

（6）运行人员审核工作票合格后，方能办理工作许可手续。

（7）工作许可人在完成施工现场的安全措施后，还应进行下列工作。

1）会同工作负责人到现场再次检查所做的安全措施，对具体的设备指明实际的隔离措施，证明检修设备确已无电。

2）对工作负责人指明带电设备的位置和工作过程中注意事项。

3）与工作负责人一起在工作票上分别确认、签名。完成上述许可手续后，工作班方可开始工作。

（8）总降运行人员（受令人）接到上级供电公司调度需要进行倒闸操作时，必须根据

上级值班调度（发令人）的指令，复诵无误后执行。发布指令应准确、清晰，使用规范的调度术语和设备双重名称，即设备名称和编号。发令人和受令人应先互报单位和姓名，发布指令的全过程（包括对方复诵指令）和听取指令的报告时双方都要录音并做好记录。操作人员（包括监护人）必须应了解操作目的和操作顺序。对指令有疑问时应向发令人询问清楚，无误后执行。

（9）执行公司内部工作票的操作时，按“倒闸操作管理规程”执行。

（10）操作票填写完毕后，要进行模拟操作，无误后，方可到现场进行操作。

（11）操作票在执行中不得颠倒顺序，也不能增减步骤、跳步、隔步，如需改变应重新填写操作票。

（12）在操作中每执行完一个操作项后，应在该项后面“执行”栏内划勾“√”。整个操作任务完成后，由值班负责人（操作人）在操作票上注明“已执行”并签字。

7.4.6 工作票的检查与考核

（1）分厂、总降将本单位每月已执行、未执行、作废的“工作票”装订成册，并制作封页，统计、填写有关项目并签名；每月底对本单位进行自查、统计和考核。

（2）各级人员对已检查审核的“工作票”，若无问题，应填写“无”；如存在问题则应指出存在的问题并提出改进意见，同时注明审核人和审核时间。

（3）公司生产安全部应将“工作票”合格率作为一项重要的安全考核指标，每季度将“工作票”检查、考核情况公布一次并逐级进行考核。分厂、保全部对本单位的不合格“工作票”应每月在本单位内部公布一次。

（4）“工作票”合格率的计算方法。

$$\text{工作票合格率} = \frac{\text{正确的工作票份数}}{\text{应统计的工作票份数}^{\ominus}} \times 100\%$$

（5）考核统计说明。

考核工作票合格率的目的，主要在于通过对填写和执行中是否认真按有关规定进行检查，发现存在的问题，找出不合格的原因，制订改进措施，杜绝制度缺陷，提高安全运行水平。所以，正确的工作票份数，应当是从统计的工作票份数减去不符合安规和本规定有关要求所填写和执行的票数。如果填写不符合规定，即便执行正确也应计为不正确票数；反之，如果填写符合规定，执行中不符合安规和本规定要求或造成误操作，也应计为不正确的工作票份数。

7.5 倒闸操作安全规程

7.5.1 倒闸操作管理规定

（1）倒闸操作应严格执行 GB 26860—2011《电力安全工作规程　发电厂和变电站电气部分》、国家电网公司 Q/GDW 1799.1—2013《电力安全工作规程　第 1 部分：变电部分》、

⊖ 应统计的“工作票”是指包括已执行和填写错误未执行的“工作票”。

Q/GDW 1799.2—2013《电力安全工作规程　第2部分：线路部分》。

（2）总降微机操作系统程序设有保护密码（操作密码、系统参数修改密码），该密码视为机密，操作员只允许掌握操作密码，系统参数修改密码由负责总降的技术人员和班长掌握。

（3）倒闸操作分为监护操作、单人操作和检修人员操作。

1）监护操作：由两人进行同一项的操作。监护操作时，其中一人对设备较为熟悉者作为监护。特别重要和复杂的倒闸操作，由熟练的操作人员操作，运行值班负责人监护。

2）单人操作：由一人完成的操作。

① 只有在事故或突然接到上级供电局调度命令的情况下才允许总降操作人员单人进行断开开关的操作。单人不许进行合上开关的操作。

② 单人操作时，操作人员根据下令人用调度电话传达的操作指令填写操作票，复诵无误后才能逐步进行操作。

3）总降严禁检修人操作。

（4）倒闸操作可以通过就地操作、遥控操作、程序操作完成。正常情况下采用遥控操作（在后台监控计算机上操作）。

（5）倒闸操作要严把“六关”，即操作票填写关、接令关、操作准备关、模拟操作预演关、操作监护关、操作质量检查关。

7.5.2　倒闸操作的九个基本条件

（1）考试合格的操作人和监护人。

（2）现场一、二次设备要有明显标识，包括命名、编号、分合指示、转动方向、切换位置以及区别相位的标色。

（3）要有与现场设备位置和运行方式一致的现场运行规程、一次系统模拟图（包括可以进行预演的各种主接线图）。

（4）要有确切的调度命令和经审核合格的工作票（操作票），事故拉闸（断开开关）可不用工作票，但应该做好详细记录。

（5）属公司管理操作的设备，在进行操作前，必须办理工作票，操作人员应根据工作票进行操作，严禁无票操作。

（6）高压电气设备都应安装完善的防误操作闭锁装置。防误操作闭锁装置不得随意退出运行，停用防误操作闭锁装置应经设备保全部书面批准；短时间退出防误操作闭锁装置时，应经设备保全部总降主管批准，并应按程序尽快投入。

（7）下列两种情况应加挂机械锁，机械锁要1把钥匙开1把锁，钥匙要编号并妥善保管。

1）未装防误操作闭锁装置或闭锁装置失灵的刀闸手柄。

2）设备检修时，回路中的各来电侧刀闸操作手柄和电动操作刀闸机构箱的箱门。

（8）要有统一的、确切规范的操作术语。

（9）要有合格的操作工具（操作手柄、钥匙）、安全用具（绝缘手套、绝缘棒、绝缘鞋、验电器）和设施。

7.5.3 倒闸操作的基本要求

（1）停送电基本顺序规定。

1）停电拉闸操作应按照断路器（开关）--→负荷侧隔离开关（刀闸）--→电源侧隔离开关（刀闸）的顺序依次进行，送电合闸操作应按与上述相反的顺序进行。禁止带负荷分/合隔离开关（刀闸）。如果带负荷误合隔离开关（刀闸），禁止再拉开。

2）变压器停电拉闸操作应按照低压侧断路器（开关）--→低压侧负荷侧隔离开关（如果有）--→高压侧断路器（开关）--→高压侧负荷侧隔离开关（刀闸）--→高压侧电源侧隔离开关（刀闸）的顺序依次进行，送电合闸操作应按与上述相反的顺序进行。

（2）监护操作时，操作人在操作过程中不准有任何未经监护人同意的操作行为。

（3）电气设备操作后的位置检查应以设备实际位置为准，无法看到实际位置时，可通过设备机械位置指示、电气指示、带电显示装置、仪表及各种遥测、遥信等信号的变化来判断。判断时，应有两个及以上的指示，且所有指示均已同时发生对应变化，才能确认该设备已操作到位。以上检查项目应填写在操作票中作为检查项。

（4）用绝缘棒分/合隔离开关（刀闸）、高压熔断器或经传动机构分/合断路器（开关）和隔离开关（刀闸）时，均应戴绝缘手套。雨天操作室外高压设备时，绝缘棒应有防雨罩，还应穿绝缘靴。接地网电阻不符合要求的，晴天也应穿绝缘靴。雷电时，一般不进行倒闸操作，禁止在就地进行倒闸操作。

（5）装卸高压熔断器，应戴护目眼镜和绝缘手套，必要时使用绝缘夹钳，并站在绝缘垫或绝缘台上。

（6）电气设备停电后（包括事故停电），在未拉开有关隔离开关（刀闸）和做好安全措施前，不得触及设备或进入遮栏，以防突然来电。

（7）单人操作时不得进行登高或登杆操作。

（8）在发生人身触电事故时，可以不经许可，即行断开有关设备的电源，但事后应立即报告公司调度（或设备运行管理单位）和上级部门。

（9）电容补偿柜手动退出运行后再次投入运行前，应满足电容器放电时间要求。

7.5.4 倒闸操作执行程序

7.5.4.1 接票与审核

（1）工作票签发人填写并审查完“安全措施及倒闸操作步骤”栏的“6.1.1～6.1.3”项后将工作票电子版发送给工作许可人（见附录 A-5～A-7，下同）。

（2）工作许可人自己独立填写完“6.2.1～6.2.4”项后与“6.1.1～6.1.3”项比较，不一致的地方加粗字体以示区别。

（3）工作许可人打印出工作票并送交工作票签发人，同时对不一致地方询问、解释。

（4）工作票许可人、签发人取得一致意见后由许可人完成修改电子版并重新打印工作票。

（5）工作票许可人、签发人审核后签名，再由工作许可人负责送交监护人。

（6）监护人对照系统一次主接线认真审核，认真填写，确认无误后送交操作人；认为有错误的应及时退交工作许可人，工作许可人在工作票上注明“错误作废”后存档，并根

据监护人要求重新办理、填写工作票。

（7）如果五防系统计算机具有自动开操作票功能，监护人应将人工填写且领导已签批的纸质工作票与之对照。正常情况下，纸质工作票除包含五防自动工作票的全部内容外还会更详细，更全面，如果发现两者在关键步骤上有不一致的地方，不论几项都应立即向工作票许可人反映，弄清问题确认纸质工作票无误或双方讨论取得一致意见并修改后才可签字。如果修改较多或涉及重要安全事项，应重新办理工作票。

（8）监护人对退回后经工作许可人修改并重新签批办理的工作票，应按新票重新认真审核。

（9）操作人对照系统一次主接线认真审核，认为填写有错误应及时退交工作许可人、监护人，工作许可人在工作票上注明“错误作废”后存档，并根据操作人要求重新办理、填写工作票。

（10）操作人对照系统一次主接线认真审核，认为正确后将工作票放入专用夹准备模拟操作（模拟预演）。

（11）如果上级下达取消操作的命令，操作人应通知许可人、监护人，并将工作票退交许可人，由工作许可人在工作票上注明“因故取消作废”后存档。

7.5.4.2　模拟操作

（1）在进行实际操作前，必须在五防计算机上进行模拟操作。

（2）监护人和操作人在符合实际运行方式的五防计算机上由监护人根据工作票中所列的操作步骤项目，逐步发布操作口令，操作人听到口令后复诵，复诵无误后再由监护人下达执行令，操作人在五防计算机上模拟操作，该步骤执行完毕且无误后由监护人在模拟栏内打“√”。

（3）对于五防计算机上无法模拟的步骤，如装设接地线、验电等也应进行唱票、复诵，但不下达执行令，打“√”。

（4）模拟操作完毕后，监护人、操作人要全面检查五防计算机上显示的运行状态是否与实际一致。

7.5.4.3　工作票签名

（1）如果操作人和监护人经过模拟操作确认工作票无误后，操作人、监护人、许可人分别在工作票“6.2.5”栏内签名。

（2）操作人、监护人、许可人分别签名后，由操作人保存。至此，签名各方均应对本次倒闸操作的正确性负全部责任。

7.5.4.4　操作前的准备

（1）由操作人、监护人负责准备绝缘靴、绝缘手套、安全帽、绝缘杆、验电器、操作棒、接地线、防误闭锁装置钥匙（五防钥匙）等。

（2）装卸高压熔断器，应准备戴护目眼镜、绝缘垫、专用工具。

（3）准备的安全用具必须检查电压等级是否合适，试验合格且在有效使用期内。

（4）由工作许可人检查操作人、监护人的着装是否合格，准备的安全用具是否合格。

7.5.4.5　实际倒闸操作

（1）操作人、监护人必须穿好绝缘靴，戴好安全帽。监护人手持操作票，操作人在计算机上准备操作。整个操作过程中不许脱掉绝缘靴、安全帽。

（2）操作人解开微机倒闸程序密码开始操作。

（3）监护人逐项高声唱票。

（4）操作人复诵无误并核对设备名称、编号和位置正确后，监护人发令操作。

（5）操作人操作，监护人在操作人完成操作并确认无误后，在该操作项目“已执行”栏打“√”。

（6）操作人、监护人离开计算机需要到现场进行操作（如合上 10kV 开关柜的接地开关）和检查时还必须戴上绝缘手套，直到该项检查全部结束返回计算机前进行下一步的操作时再脱掉手套。绝不可怕麻烦而不戴绝缘手套就直接去设备现场。

（7）对于检查项目，监护人唱票后，操作人、监护人一同前往现场设备处并由操作人负责认真检查，确认无误后复诵，监护人再进行一次检查，确认无误后在该操作项目“已执行”栏打“√”。严禁未经现场检查就将操作项目与检查项目一并打“√”。

（8）倒闸操作途中不得更换操作人、监护人，操作人、监护人不得做与本操作票无关的工作，监护人必须自始至终认真监护，不得离开操作人或进行其他工作。

（9）操作中发生疑问时，应立即停止操作并向许可人报告。待弄清问题且许可人许可后，方可进行操作。不准擅自更改操作票，不准随意解除闭锁装置。

（10）操作中发生问题或错误，应立即停止操作并向许可人报告。该工作票不得继续使用，监护人在已操作完毕的最后一项写上“以上已执行”，在备注栏注明“本操作票有错误，自×××项起不执行”，在×××项以后的页码上注明“作废”，然后送交工作许可人存档。操作人将此情况记录在值班记录上。由许可人重新填写工作票后再继续执行。严禁先执行后改补工作票。

（11）全部操作项目完成后，应全面检查复核被操作设备的状态、表计及信号指示是否正常、有无漏项等。

（12）若监护人、操作人检查复核时发现问题，应立即告知工作许可人，并停止下一步的工作，许可人得到汇报后立即赶往现场检查处理，必要时向工作票签发人汇报。

7.5.4.6　实际操作结束

全部操作项目完成后，若监护人、操作人检查复核没发现问题，由监护人向工作许可人和工作票签发人汇报，并将操作票保存在总降。

7.5.4.7　操作票保存

只要是送交到总降（监护人）的工作票，不论正确与否，执行情况如何，原件一律保存在总降，许可人留复印件一份保存在保全部。

7.5.4.8　接上级供电局调度命令时的倒闸操作程序

在压负荷或上级线路、设备发生事故上级调度下令需要切除总降负荷时，按以下程序进行。

（1）接上级供电公司调度（上级调度）命令时，必须使用录音电话，双方互通姓名，并准确记录对方姓名、工号。

（2）上级调度发布命令时，总降当班人员接受命令应记录准确，复诵无误，稍有不清或疑问应立即询问对方。

（3）记录完毕后，当班人员应立即通知本公司调度以便合理安排生产，如果时间允许（如压负荷等，对方已说明在什么时间段内操作完毕），应通知总降班长或技术员或总降主

管前来做监护人，之后立即填写操作票或对五防计算机给出的操作步骤进行审核，待监护人到场审核无误后即可按前述模拟、实际操作等程序进行，操作完毕应立即向上级调度汇报。

（4）记录完毕后，当班人员应立即通知本公司调度以便合理安排生产，如果时间不允许（如出现事故，对方已说明必须立即切除负荷），并且总降又无其他电气人员在现场可作为监护人，则应由五防计算机给出操作票，然后立即对其操作步骤进行审核，确认无误后可按前述模拟、准备、实际操作等程序进行，操作完毕应立即向上级调度和总降主管及设备保全部领导汇报。

（5）压负荷或上级线路、设备发生事故的情况较少出现，不论如何紧急，当班人员都要沉着冷静，通知、填票（或审票）、模拟、准备、实际操作这五个步骤一个也不能少。

7.6 防误闭锁（五防）装置管理

（1）电气防误操作装置是保证安全生产，防止误操作事故的一项重要技术措施，尽管现在微机五防装置功能已比较齐全可靠，但仍必须牢固树立“安全第一”的思想，严格执行《电力安全工作规程》，倒闸操作票管理制度是防止误操作事故的组织措施，两者相辅相成不可偏废。

（2）电气设备的防误装置应有以下“五防”功能。

1）防止误拉、合开关。

2）防止带负荷拉、合刀闸。

3）防止带电挂接地线（或合接地开关）。

4）防止带接地线（或未拉开接地开关）合闸。

5）防止误入有电设备间隔。

（3）凡新建、扩建、改建的工程项目，未装设防误操作装置或达不到“五防”功能要求的或验收不合格的，一律不得起动、投运。各领导要严格把关，运行单位有权拒绝该新设备投入运行。

（4）在防误装置投入运行前必须制定出有关运行规程和维护检修管理制度，在运行现场具有防误装置一致的操作模拟系统图板（或电子模拟板）以及防误闭锁资料、图样和专用钥匙箱。

（5）操作人员应熟悉防误装置的管理办法和实施细则，做到“四懂二会”（即对防误装置懂原理、懂性能、懂结构、懂操作程序；会操作、会维护）。新上岗的操作人员应进行使用防误装置的培训。

（6）防闭锁装置的解锁。

1）倒闸操作中发生疑问时，应立即停止操作并向许可人报告，待弄清问题且许可人许可后，方可进行操作。除许可人外其他任何人不准擅自更改操作票，不准随意解除闭锁装置。

2）解锁工具（钥匙）应封存保管，所有操作人员和检修人员禁止擅自使用解锁工具（钥匙）。

3）若遇特殊情况需解锁操作，需经工作票许可人到现场核实无误并签字后，方能使用解锁工具（钥匙）。

4）无论何种情况，单人操作、检修人员在倒闸操作过程中都绝对不许解锁。确需解锁的，对于10kV回路，应待许可人到现场了解清楚后再做决定；对于110kV回路，应待设备保全部电气领导到现场了解清楚后再做决定；如可解锁，应履行相关签批手续，操作人还应做好记录。

5）解锁工具（钥匙）使用后应及时封存并填写记录。

（7）防误装置退出运行的规定。

1）防误装置投运后不得随意退出运行，如需长期停运，应经总工程师书面批准。

2）防误装置正常操作时发生故障，不得强行操作，如短时间无法修复，确因装置问题，在得到有权同意解锁人员的同意后，可按操作票程序解除闭锁操作，并加强监护，事后应安排处理，验收合格后立即恢复闭锁。

（8）设备巡视时，防误装置应等同一次设备列放正常的巡视范围。如发现防误装置有缺陷或损坏，应按缺陷管理制度的规定进行。

（9）防误装置在正常使用时，严禁使用解锁钥匙，也不得借给他人使用，严禁拨动机械程序锁的钥匙程序。

（10）在下列情况下，确认操作程序正确，并按权限批准允许使用解锁工具（钥匙），并应一人使用，一人监护，同时做好相应的安全措施。

1）紧急事故处理时（如人身触电、火灾、不可抗拒自然灾害）使用，事后立即汇报。

2）设备异常紧急消除。

3）单个隔离刀闸维修、调试。

4）防误装置发生故障。

5）总降已全部停电，确无误操作的可能。

（11）防误装置的解锁工具（钥匙），或备用工具（钥匙）应存放在固定位置的专用钥匙箱中，钥匙箱应加锁，供紧急情况下使用，并要做好登记，交接班时应交代清楚。

（12）户内型电磁锁的可手动部分应加铅封，操作时必须使用电磁锁钥匙进行操作。

（13）从事现场防误装置的安装、检修维护工作必须履行工作票手续，并按安规要求做好现场监护工作。

7.7 高压设备工作的基本要求

7.7.1 电气设备按电压分类

电气设备按电压可分为两种：

高压电气设备：电压等级在1000V及以上者；

低压电气设备：电压等级在1000V以下者；

安全电压为42V及以下。

7.7.2 相关标准中高压、低压及安全电压、特低电压等的定义

（1）在20世纪80和90年代的相关标准中，高压、低压的定义（数值）并不一致。后来标准修改之后，基本一致了。从以下标准可以看出，有的直接给出了高压、低压的定义，

有的从设备角度反映出了高压、低压的定义，尽管各标准表面上看并不完全一致，但一般交流都是以1000V作为界限区分高、低压的。

1）GB/T 2900.1—2008《电工术语　基本术语》

7.127　低（电）压　LV：常规采用的低于限值以下的电压。

7.128　高（电）压　HV：常规采用的高于限值以下的电压。

2）GB/T 2900.18—2008《电工术语　低压电器》

3.1.1　低压电器：用于交流50Hz（或60Hz）、额定电压为1000V及以下，直流额定电压为1500V及以下的电路中起通断、保护、控制或调节作用的电器。

3）GB/T 2900.20—1994《电工术语　高压开关设备》

3.1　高压开关设备：额定电压为1kV及以上主要用于开断和关合导电回路的电器。

4）GB/T 2900.50—2008《电工术语　发电、输电及配电 通用术语》

601-01-26　低（电）压　LV：用于配电的交流电力系统中1000V及其以下的电压等级。

601-01-27　高（电）压　HV：①通常指超过低压的电压等级。②特定情况下，指电力系统中输电的电压等级。

601-01-25　电压等级：在电力系统中使用的标称电压值系列。

5）GB 26860—2011《电力安全工作规程　发电厂和变电站电气部分》

3.6　低（电）压、3.7 高（电）压分别采用了GB/T 2900.50—2008中的定义601-01-26、601-01-27。

6）《国家电网公司 电力安全工作规程（变电站和发电厂电气部分）》2009版㊀

1.7　电气设备分为高压和低压两种：

高压电气设备：电压等级在1000V及以上者；

低压电气设备：电压等级在1000V以下者。

国网公司2009版安规修订后的版本为：Q/GDW 1799.1—2013《电力安全工作规程　第1部分：变电部分》，其中3.1 低（电）压、3.2 高（电）压分别采用了GB/T 2900.50—2008中的定义601-01-26、601-01-27。

（2）安全电压 、特低电压、安全特低电压。

从下面可以看出，现在相关标准中已不再用安全电压这一术语，而改用特低电压或安全特低电压或安全特低电压系统。

1）在GB 3805—1983《安全电压》颁布之前，我国一直没有单独的安全电压标准（但在某些方面做了一些相应的规定）。该标准简单明了（全文只有200余字），主要内容如下：

1　定义

1.1　安全电压

为防止触电事故而采用的由特定电源供电的电压系列。这个电压系列的上限值，在任何情况下，两导体间或任一导体与地之间均不得超过交流（50～500Hz）有效值50V。

2　等级

㊀ 此标准中低压电气设备不包括1000V，但在我国交流电力系统中并无1000V电压等级，与GB/T 2900.18—2008（包括1000V）实际上并不矛盾。

2.1　安全电压额定值的等级为42，36，24，12，6V。

2.2　当电气设备采用了超过24V的安全电压时，必须采取防直接接触带电体的保护措施。

该标准经过两次修订后成为GB/T 3805—1993《特低电压（ELV）限值》和GB/T 3805—2008《特低电压（ELV）限值》。主要变化是采用IEC标准，安全电压变成了特低电压；规定了在一定条件下（环境状况类型、故障类型）特低电压的上限值，如环境状况2及单一故障状态下，交直流分别为33V、70V，更加细化了；由国家标准（强制性的）变成了国家推荐标准（非强制性的）。由于很多专业标准化技术委员会还没有给出新的适用于本专业的特低电压的限值，因此，此处仍沿用习惯叫法，称安全电压。但应注意使用条件，如金属容器内、隧道内、水井内以及周围有大面积接地导体等工作地点狭窄、行动不便的环境或特别潮湿的环境应采用12V安全电压等。

2）特低电压、安全特低电压：在GB 2900.1—2008《电工术语　基本术语》和GB/T 4776—2008《电气安全术语》中不完全相同。

GB 2900.1—2008《电工术语　基本术语》：

3.5.102　特低电压ELV：不超过GB/T 18379—2001（IEC 60449）**规定的有关Ⅰ类设备的电压限值的电压。**

3.5.103　安全特低电压系统　SELV系统：电压不能超过特低电压的电气系统：在正常条件下，和在单一故障条件下，包括其他电气回路的故障。

3.5.104　保护特低电压系统　PELV系统：电压不能超过特低电压的电气系统：在正常条件下，和在单一故障条件下，不包括其他电气回路的故障。

GB/T 4776—2008《电气安全术语》：

3.2.6　特低电压ELV：不超过GB/T 18379—2001所规定的区段Ⅰ（band Ⅰ）**相关电压限值的电压。**

3.2.7　安全特低电压　SELV：用安全隔离变压器或具有独立绕组的变流器与供电线路隔离开的电路中，导体之间或任何一个导体与地之间有效值不超过50V的电压。这里采用了GB/T 2900.1—2008的定义。

GB/T 18379—2001《建筑物电气装置的电压区段》规定Ⅰ区段的电压为交流$U \leqslant 50$V，直流$U \leqslant 120$V。

7.7.3　一般安全要求

（1）电气工作人员必须掌握电气技术基本知识，了解电气的危险性，熟悉安全操作方法，并能进行紧急救护。

（2）运行人员应熟悉电气设备。单独值班人员或运行值班负责人还应有实际工作经验。

（3）非电气工作人员进入高压设备区域需有人监护，徒工或实习人员单独进入高压设备区域的，需经有关值班人员的同意。

（4）高压带电设备的绝缘部分禁止触摸。

（5）禁止约时送电。

（6）无论高压设备是否带电，工作人员不得单独移开或越过遮栏进行工作；若有必要移开遮栏时，应有监护人在场，并符合表7-13规定的安全距离。

表 7-13　设备不停电时的安全距离

电压等级/kV	安全距离/m	电压等级/kV	安全距离/m
10 及以下（13.8）	0.70	220	3.00
20、35	1.0	330	4.00
63（66）、110	1.50	500	5.00

（7）高压设备停电，未装接地线，应视为有电设备。

（8）运行中的高压设备其中性点接地系统的中性点应视作带电体，在运行中若必须进行中性点接地点断开的工作时，应先建立有效的旁路接地才可进行断开工作。

7.7.4　高压设备的巡视

（1）经本单位批准允许单独巡视高压设备的人员巡视高压设备时，不准进行其他工作，不准移开或越过遮栏。

（2）雷雨天气，需要巡视室外高压设备时，应穿绝缘靴，并且不准靠近避雷器和避雷针。

（3）火灾、地震、台风、冰雪、洪水、泥石流、沙尘暴等灾害发生时，如需要对设备进行巡视时，应制定必要的安全措施，得到设备运行单位分管领导批准，并至少两人一组，巡视人员应与派出部门之间保持通信联络。

（4）高压设备发生接地时，室内不准接近故障点 4m 以内，室外不准接近故障点 8m 以内。进入上述范围人员应穿绝缘靴，接触设备的外壳和构架时，应戴绝缘手套。

（5）寻找高压设备的接地故障点时，应穿绝缘靴。

（6）巡视室内设备，应随手关门。

7.7.5　高压设备导电体附近的工作

（1）在高压设备区域内导体附近的工作，应注意保持安全距离。

（2）在带电设备外壳上工作（如变压器放油，取油样，气体继电器放气，更换硅胶和外壳清扫等），工作前必须检查外壳接地线是否完好。

（3）在高压设备区域内进行以下工作，必须有防误碰运行设备的措施。

1）搬运高大物体或立杆等，必须防止倾倒，并保持安全距离；

2）使用吊车等金属机具必须有接地，防止感应电压；

3）进行地面以下工作（如挖电缆沟、埋设管道等），必须和运行值班人员联系，防止损坏电缆及触电；

4）使用气焊时，火焰不能喷向带电导体，火焰与带电导体应保持安全距离。

7.8　保证安全的组织措施

7.8.1　保证安全的组织措施的八项制度㊀

（1）工作票制度；

㊀《国家电网公司电力安全工作规程（变电部分）》（2009 年 7 月）规定了四项制度：工作票制度，工作许可制度，工作监护制度，工作间断、转移及终结制度。通常简称“一票三制”，也有的加上操作票制度，称“两票三制”。

（2）操作票制度；
（3）查活及交底制度；
（4）工作许可制度；
（5）工作监护制度；
（6）工作间断、转移制度；
（7）工作终结及送电制度；
（8）调度管理制度。

7.8.2 查活及交底制度

（1）查活及交底是作业负责人按照作业命令在作业现场勘察而确定的工作范围、工期要求、质量等级、安全措施、工具材料、技术要求以及其他应注意事项的书面材料，工程较大时称施工方案或施工组织设计。

（2）作业负责人按照作业计划书或施工方案要求，指定专人如安全员或质检员检查或试验，于作业前一天落实工具材料，并能保证随时运至作业现场，对于不合格的工具材料不得运至现场，更不得使用。

（3）作业开始前，作业负责人必须按照工作票的内容向全体作业人员做详细交底，交代作业任务的项目、计划作业时间、作业质量要求及技术要求、人员分工、停电范围、安全技术措施及安全注意事项等，并组织学习，做到人人心里清楚明白。

（4）现场实施安全措施后，作业负责人再次向全体作业人员指明临近带电设备和交叉带电线路等情况及其他注意事项，并多岗设置监护人。

（5）作业人员必须遵守各项交底要求，作业负责人及其他监护人应尽心尽力进行监护，全体人员同心协力保证作业顺利进行。

（6）若有增加或补充作业项目时，作业负责人要重新查活及交底，并填写作业票。

7.8.3 工作许可制度

（1）工作许可人在完成施工现场的安全措施后，还应完成以下手续，工作班方可开始工作。

1）会同工作负责人到现场再次检查所做的安全措施，对具体的设备指明实际的隔离措施，证明检修设备确无电压。

2）对工作负责人指明带电设备的位置和注意事项。

3）和工作负责人在工作票上分别确认、签名。

（2）运行人员不得变更有关检修设备的运行接线方式。工作负责人、工作许可人任何一方不得擅自变更安全措施，工作中如有特殊情况需要变更时，应先取得对方的同意并及时恢复。变更情况及时记录在值班日志内。

（3）作业工程中，工作许可人发现有违反安全工作规程或随意拆除某些安全设施时，必须及时命令停止作业，并立即进行更正。同时进行批评教育，若造成事故或经济损失时，要追究责任并进行处罚，重大事故要追究法律责任。

（4）总降配出电缆的另一端即分厂电力室进行停电作业时，必须办理工作票，分厂工作票经办人（负责监护）和总降值班人员共同完成停电作业后，经办人方可通知分厂检修

人员按规程进行作业。

（5）任何人、任何单位未经许可、未办理许可手续不得在电气设备及线路上作业，否则负法律责罚。

7.8.4 工作监护制度

（1）工作监护制度是保证操作人员人身安全及操作正确的主要措施。监护人员一般由工作负责人担任，多岗设置监护人时，应由工作负责人委任，但监护人的安全技术等级及技术级别应高于操作人。监护主要是防止操作程序、操作活动范围及安全距离上、工器具使用上违反规程或误操作而导致出现事故。

（2）工作许可手续完成后，工作负责人、专责监护人应向工作班成员交代工作内容、人员分工、带电部位和现场安全措施，进行危险点告知，并履行确认手续，工作班方可开始工作。工作负责人、专责监护人应始终在工作现场，对工作班人员的安全认真监护，及时纠正不安全的行为。

（3）所有工作人员（包括工作负责人）不许单独进入、滞留在高压室和室外高压设备区内。

若工作需要（如测量极性、回路导通试验、光纤回路检查等），而且现场设备允许时，可以准许工作班中有实际经验的一个人或几人同时在它室进行工作，但工作负责人应在事前将有关安全注意事项予以详尽告知。

（4）工作监护人的离开与变更。

1）工作负责人在全部停电时，可以参加工作班工作。在部分停电时，只有在安全措施可靠，人员集中在一个工作地点，不致误碰有电部分的情况下，方能参加工作。

2）工作票签发人或工作负责人，应根据现场的安全条件、施工范围、工作需要等具体情况，增设专责监护人和确定被监护的人员。

3）专责监护人不得兼做其他工作。

4）专责监护人临时离开时，应通知被监护人员停止工作或离开工作现场，待专责监护人回来后方可恢复工作。

5）若专责监护人必须长时间离开工作现场时，应由工作负责人变更专责监护人，履行变更手续，并告知全体被监护人员。

（5）工作负责人的离开与变更。

1）工作期间，工作负责人若因故暂时离开工作现场时，应指定能胜任的人员临时代替，离开前应将工作现场交代清楚，并告知工作班成员。原工作负责人返回工作现场时，也应履行同样的交接手续。

2）若工作负责人必须长时间离开工作现场时，应由原工作票签发人变更工作负责人，履行变更手续，并告知全体工作人员及工作许可人。原、现工作负责人应做好必要的交接。

（6）监护工作的内容。

1）部分停电时，必须始终对所有作业人员的活动范围进行监护，使其身体各个部位及所用工具与带电设备、带电体至少保持最小安全距离。

2）带电作业时，必须监护所有作业人员的身体各个部位及所用工具的活动范围不得小于与接地部位的最小安全距离，监护工具使用是否正确、作业位置是否安全以及操作方法是

否正确。

3）监护人员发现某些作业人员有不正确的动作或有减小安全距离的趋向时，必须立即提出纠正警告，必要时可令其停止作业。

（7）监护人允许同时监护的人数。

1）设备或线路全部停电作业时，一个监护人所监护的人数不予限制。

2）在部分停电并且不是全部设有可靠遮栏时，一个监护人所监护的人数不应超过两人。

3）非电气专业的作业人员，如机修工、油漆工、建筑工等，在部分停电的情况下进入总降室内作业时，一个监护人在室内最多可监护三人，室外不超过五人。

4）在部分停电的情况下，总降敷设电缆作业，在采取安全措施后，一个监护人在室内最多可监护六人，室外不超过十人。

5）进行较为复杂的作业时，若安全条件较差，需增设专人监护，对专一的地点、专一的作业和专门作业人员进行特殊监护。一般为一对一监护。

（8）监护人允许参加班组作业的条件。

1）全部停电情况下。

2）总降内部分停电时，安全措施可靠、作业人员集中于一个作业点，作业人员连同监护人不超过三人情况下。

3）室外带电部分均有可靠的安全遮栏，没有触电危险时，作业人员不致误碰导电部分的情况下。

7.8.5 工作间断及转移制度

（1）作业间断及转移制度是指午休、用餐或雷雨大风等恶劣天气使作业间断时，作业人员暂时撤离现场，所有安全措施保持不动，工作票仍由工作负责人执存。恢复作业时，无需通过工作许可人，但工作负责人必须向作业人员重申安全措施及注意事项并检查有关安全措施的制度。

（2）隔日的作业间断或未完作业收工时，应清扫工作地点，开放已封闭的通道，并将工作票交回运行人员。次日复工时，应得到工作许可人的许可，取回工作票，工作负责人应重新认真检查安全措施是否符合工作票的要求，并召开现场班会后，方可工作。若无工作负责人或专责监护人带领，作业人员不得进入工作地点。

（3）间断后的作业现场必须留人监视保护，且不得离人，恢复作业时，工作负责人必须对所有安全措施进行仔细检查，不得有误。测试间断后恢复作业时，必须重新测试。特别是送电前的测试，如有间断，必须全部重新测试，以防万一。

（4）在未办理工作票终结手续以前，任何人员不准将停电设备合闸送电。

（5）检修工作结束以前，若需将设备试加工作电压，应按下列条件进行：

1）全体工作人员撤离工作地点。

2）将该系统的所有工作票收回，拆除临时遮栏、接地线和标示牌，恢复常设遮栏。

3）应在工作负责人和运行人员进行全面检查无误后，由运行人员进行加压试验。

4）工作班若需继续工作时，应重新履行工作许可手续。

5）在同一电气连接部分用同一工作票依次在几个工作地点转移工作时，全部安全措施

由运行人员在开工前一次做完，不需再办理转移手续。但工作负责人在转移工作地点时，应向工作人员交代带电范围、安全措施和注意事项。

7.8.6 作业终结与送电制度

7.8.6.1 作业终结

（1）作业终结的标志。

1）原停电工作票“工作任务”栏所列项目已全部结束。

2）由于特殊原因如无备件、天气等造成个别项目此次检修没做或不彻底，但必须满足以下条件方可认为结束。

① 工作许可人同意未完项目将来再做；

② 设备保全部领导认为近期不影响设备带电运行；

③ 设备保全部领导同意此次检修虽不彻底但仍可视为正常结束。

3）工作票上的临时遮栏已拆除，标示牌已取下，已恢复常设遮栏。

4）未拆除的接地线、未拉开的接地开关（装置）等设备运行方式已汇报总降主管或保全部领导。

5）工作现场除装设的接地线外已全部清扫、整理、检查完毕。

6）工器具的种类、件数与作业前完全相同，确无缺少。

7）负责人已按参加检修工作人员花名册清点，包括监护人、许可人等其他人员也已全部撤离现场，现场确实没有一人存在。

8）工作负责人已向运行人员及上级领导交代清楚所修项目、发现的问题、试验结果和存在问题等。

9）工作负责人已与运行人员去现场共同检查设备状况、状态正常，确无人员及遗留物件，并且现场已打扫整理彻底。

10）完成上述全部工作后，双方在停电工作票上签名，表示检修工作终结。

（2）未办理作业终结手续（完成上述工作且工作负责人、许可人、运行人员三方在停电工作票上签字）前不得办理送电工作票，更不得送电。

（3）只有在同一停电系统的所有工作票都已终结，总降主管或保全部领导现场检查无误后方可办理送电工作票。

7.8.6.2 送电制度

（1）送电前应检查的项目内容。

1）应拆除的接地线组数与作业前停电工作票上的组数是否相同，接地开关的分、合位置与停电工作票上是否相符。

2）所有断路器、隔离开关的分、合位置与作业前停电工作票上的位置是否相同。

3）所有应测试的数据是否齐全，是否符合要求。

（2）送电操作应具备的条件。

1）必须办理送电工作票，无票任何人不得进行送电操作。

2）“7.8.6.2（1）”条款所列项目已检查无误。

3）监护人已到位。

4）天气不影响送电操作。

5）已通知上级供电局调度和本公司生产调度并获得许可送电。

6）操作人、监护人熟悉“审核、通知、模拟、准备、实际操作”等流程。

（3）送电操作结束后，应注意观察各项数据及仪表显示是否正常，对出现的异常情况及时汇报并做好记录。

7.8.7 调度管理制度

（1）尽管总降的停送电工作主管部门是设备保全部，但必须征得公司生产安全部当班调度同意后方可进行操作。

（2）涉及110kV的操作还应征得上级供电局调度的同意。

（3）供电部门值班调度员对用电部门值班员下达的操作命令，受令人（总降值班人）必须执行。如果执行该命令将会威胁人身设备安全或会造成重大经济损失、重大政治影响时，受令人有权拒绝执行，同时应将拒绝理由及时上报供电部门值班调度员和公司设备保全部领导。

（4）总降应配备两部录音电话，一部普通市话（必需），一部只能联系供电局调度的调度专用电话（看供电局通信条件。该电话拿起后只能与供电局调度通话，无法拨打市话）。

（5）当接到供电局调度命令时，按本书7.5.4.8节执行。

7.9 保证安全的技术措施

7.9.1 保证安全的技术措施的五项制度

（1）停电制度；

（2）验电制度；

（3）放电制度；

（4）装设接地线制度；

（5）悬挂标示牌和装设临时遮栏（围栏）制度。

上述措施由总降班长或技术员及以上人员执行。

7.9.2 停电制度

（1）工作地点，应停电的设备如下：

1）检修的设备。

2）与工作人员在进行工作中正常活动范围的距离小于表7-14规定的设备。

表7-14 工作人员工作中正常活动范围与设备带电部分的安全距离

电压等级/kV	安全距离/m	电压等级/kV	安全距离/m
10及以下（13.8）	0.35	220	3.00
20、35	0.60	330	4.00
63（66）、110	1.50	500	5.00

3）在35kV及以下的设备处工作，安全距离虽大于表7-14的规定，但小于表7-13的规

定，同时又无绝缘隔板、安全遮栏措施的设备。

4）带电部分在工作人员后面、两侧、上下，且无可靠安全措施的设备。

5）其他需要停电的设备。

（2）检修设备停电要求如下：

1）检修设备停电，应把各方面的电源完全断开（任何运行中的星形联结设备的中性点，应视为带电设备）。

2）禁止在只经断路器（开关）断开电源的设备上工作。应拉开隔离开关（刀闸），手车开关应拉至试验或检修位置，应使各方面有一个明显的断开点，若无法观察到停电设备的断开点，应有能够反映设备运行状态的电气和机械等指示。

3）与停电设备有关的变压器和电压互感器，应将设备各侧断开，防止向停电检修设备反送电。

（3）检修设备和可能来电侧的断路器（开关）、隔离开关（刀闸）应断开控制电源和合闸电源，隔离开关（刀闸）操作把手应锁住，确保不会误送电。

（4）对难以做到与电源完全断开的检修设备，可以拆除设备与电源之间的电气连接。

（5）检修需要停电时的停电操作必须有停电工作票，并严格按倒闸操作规程操作。无停电工作票不得进行操作。

7.9.3 验电制度

（1）验电时，应使用相应电压等级、合格的接触式验电器，在装设接地线或合接地开关（装置）处对各相分别验电。验电前，应先在有电设备上进行试验，确证验电器良好；无法在有电设备上进行试验时可用工频高压发生器等确证验电器良好。

（2）高压验电应戴绝缘手套。验电器的伸缩式绝缘棒长度应拉足，验电时手应握在手柄处不得超过护环，人体应与验电设备保持表 7-13 中规定的距离。雨雪天气时不得进行室外直接验电。

（3）对无法进行直接验电的设备、高压直流输电设备和雨雪天气时的户外设备，可以进行间接验电，即通过设备的机械指示位置、电气指示、带电显示装置、仪表及各种遥测、遥信等信号的变化来判断。判断时，应有两个及以上的指示，且所有指示均已同时发生对应变化，才能确认该设备已无电；若进行遥控操作，则应同时检查隔离开关（刀闸）的状态指示、遥测、遥信信号及带电显示装置的指示进行间接验电。

（4）电气设备的验电，必须在进线和出线两侧逐相分别进行，防止某种不正常或反送等原因导致出现一侧或某相带电而未被发现或发生事故。

（5）表示设备断开或是否通电的信号或仪表、表示允许进入间隔的闭锁装置信号以及电压表无指示或其他无压信号指示等，只能作为参考，不得以此作为无电的依据，以免误判。如果停电后，信号及仪表仍有残压指示，在未查明原因及消除故障前，则禁止在设备上工作。

7.9.4 放电制度

（1）经验电确认已停电的大型设备和线路必须进行放电操作，目的是将剩余的电荷或停电时感应的电荷放掉，以防止在设备及线路上操作的作业人员受到意外的电击伤害或由此发生的其他伤害。

（2）必须放电的设备及线路主要包括电力变压器、SF_6断路器、电力电容器、高压电动机、发电机、高压架空线路、电力电缆等容量较大或电感、电容较大的电气设备及线路。

（3）放电前必须先用接地电阻测试仪测量接地点的接地电阻，一般应小于4Ω。

（4）10kV以上放电操作时，应穿绝缘靴、戴绝缘手套。

（5）作业负责人必须对放电全过程进行监督检查。

（6）放电必须使用专用导线，并用绝缘杆或开关进行。先将导线的接地端与接地网的端子接好，然后把另一端与绝缘棒顶端的金属部分接好，最后手持绝缘棒，将其金属工作部分分别与电气设备的进线和出线各相接线端子、线路的各相、电缆的各相及停电前带电部位接触，直到不产生火花为止。

（7）放电操作，人体不得与放电导线接触或靠近，更不得靠近需要放电的设备。与设备接触时不得用力过猛以免撞坏端子。与设备端子、线路端子接触的顺序应和验电顺序相同，防止漏放。

（8）放电操作必须认真仔细，严禁漏放。绝不可麻痹大意或怕费事在验电后不放电而直接进行作业。

7.9.5 装设接地线制度

（1）装设接地线应由两人进行（经批准可以单人装设接地线的项目及运行人员除外）。

（2）当验明设备确已无电压后，应立即将检修设备接地并三相短路。电缆及电容器接地前应逐相充分放电，星形联结电容器的中性点应接地、串联电容器及与整组电容器脱离的电容器应逐个多次放电，装在绝缘支架上的电容器外壳也应放电。

（3）对于可能送电至停电设备的各方面都应装设接地线或合上接地开关（装置），所装接地线与带电部分应考虑接地线摆动时仍符合安全距离的规定。

（4）对于因平行或邻近带电设备导致检修设备可能产生感应电压时，应加装工作接地线或使用个人保安线，加装的接地线应登录在工作票上，个人保安线由工作人员自装自拆。

（5）在门型构架的线路侧进行停电检修，如工作地点与所装接地线的距离小于10m，工作地点虽在接地线外侧，也可不另装接地线。

（6）检修部分若分为几个在电气上不相连接的部分［如分段母线以隔离开关（刀闸）或断路器（开关）隔开分成几段］，则各段应分别验电接地短路。降压变电站全部停电时，应将各个可能来电侧的部分接地短路，其余部分不必每段都装设接地线或合上接地开关（装置）。

（7）接地线、接地开关与检修设备之间不得连有断路器（开关）或熔断器。若由于设备原因，接地开关与检修设备之间连有断路器（开关），在接地开关和断路器（开关）合上后，应有保证断路器（开关）不会分闸的措施。

（8）在配电装置上，接地线应装在该装置导电部分的规定地点，这些地点的油漆应刮去，并划有黑色标记。所有配电装置的适当地点，均应设有与接地网相连的接地端，接地电阻应合格。

（9）接地线应采用三相短路式接地线，若使用分相式接地线时，应设置三相合一的接地端。特别强调：接地线三相短接和短接后接地两个条件缺一不可。因当电源侧误送电时，仅将检修设备或线路三相短路，则单相有电上级保护不会跳闸；仅三相分别单独接地，则误送电时，短路电流通过接地电阻将在被检修设备上产生很高的电压而危及人身安全。

（10）装设接地线应先接接地端，后接导体端，接地线应接触良好，连接应可靠。拆接地线的顺序与此相反。装、拆接地线均应使用绝缘棒和戴绝缘手套。人体不得碰触接地线或未接地的导线，以防止触电。带接地线拆设备接头时，应采取防止接地线脱落的措施。

（11）成套接地线应由有透明护套的多股软铜线组成，其截面面积不得小于25mm^2，同时应满足装设地点短路电流的要求。

禁止使用其他导线作接地线或短路线。

接地线应使用专用的线夹固定在导体上，禁止用缠绕的方法进行接地或短路。

（12）禁止工作人员擅自移动或拆除接地线。高压回路上的工作，必须要拆除全部或一部分接地线后始能进行工作者［如测量母线和电缆的绝缘电阻，测量线路参数，检查断路器（开关）触头是否同时接触］，如：

1）拆除一相接地线。

2）拆除接地线，保留短路线。

3）将接地线全部拆除或拉开接地开关（装置）。

上述工作应征得在现场的工作许可人的许可，方可进行。工作完毕后立即恢复。

（13）工作接地线应全部列入工作票，工作负责人应确认所有工作接地线均已挂设完成方可宣布开工。

（14）每组接地线均应编号，并存放在固定地点。存放位置亦应编号，接地线号码与存放位置号码应一致。

（15）装、拆接地线时，应做好记录，交接班时应交代清楚。

（16）在总降内工作，外部人员不得将任何形式的接地线带入站内。工作中需要加挂工作接地线，应使用总降内提供的工作接地线。运行人员应对本站内装拆的工作接地线的地点和数量正确性负责。

（17）停电线路作业时，装设接地线的部位。

1）停电线路的出线开关及联络开关的停电侧。

2）可能将电源反送至停电线路的所有开关的停电侧，包括自备电源的联络开关等。

3）停电线路工作范围内的其他停电线路上。

4）塔杆上作业时，送电侧和受电测的导线上。

7.9.6 悬挂标示牌和装设临时遮栏（围栏）制度

（1）在一经合闸即可送电到工作地点的断路器（开关）和隔离开关（刀闸）的操作把手上，均应悬挂“禁止合闸，有人工作!”的标示牌。

如果线路上有人工作，应在线路断路器（开关）和隔离开关（刀闸）操作把手上悬挂“禁止合闸，线路有人工作!”的标示牌。

对由于设备原因，接地开关与检修设备之间连有断路器（开关），在接地开关和断路器（开关）合上后，在断路器（开关）操作把手上，应悬挂“禁止分闸!”的标示牌。

在显示屏上进行操作的断路器（开关）和隔离开关（刀闸）的操作处均应相应设置“禁止合闸，有人工作!”或“禁止合闸，线路有人工作!”以及“禁止分闸!”的标记。

（2）部分停电的工作，安全距离小于表7-13规定距离以内的未停电设备，应装设临时遮栏，临时遮栏与带电部分的距离不得小于表7-14规定数值，临时遮栏可用干燥木材、橡

胶或其他坚韧绝缘材料制成，装设应牢固，并悬挂“止步，高压危险!”的标示牌。

（3）在室内高压设备上工作，应在工作地点两旁及对面运行设备间隔的遮栏（围栏）上和禁止通行的过道遮栏（围栏）上悬挂“止步，高压危险!”的标示牌。

（4）高压开关柜内手车开关拉出后，隔离带电部位的挡板封闭后禁止开启，并设置“止步，高压危险!”的标示牌。

（5）在室外高压设备上工作，应在工作地点四周装设围栏，其出入口要围至临近道路旁边，并设有“从此进出!”的标示牌。工作地点四周围栏上悬挂适当数量的“止步，高压危险!”的标示牌，标示牌应朝向围栏里面。若室外配电装置的大部分设备停电，只有个别地点保留有带电设备而其他设备无触及带电导体的可能时，可以在带电设备四周装设全封闭围栏，围栏上悬挂适当数量的“止步，高压危险!”标示牌，标示牌应朝向围栏外面。禁止越过围栏。

（6）在工作地点设置“在此工作!”的标示牌。

（7）在室外构架上工作，则应在工作地点邻近带电部分的横梁上，悬挂“止步，高压危险!”的标示牌。在工作人员上下铁架或梯子上，应悬挂“从此上下!”的标示牌。在邻近其他可能误登的带电构架上，应悬挂“禁止攀登，高压危险!”的标示牌。

（8）当停电设备或线路有两个开关串联使用的开关时，标志牌应挂在靠近电源侧的开关手柄上。远方操作的开关，标志牌应挂在远方控制盘上的转换开关操作手柄上。对于既能远方又能就地操作的开关或隔离刀闸，则应分别悬挂标志牌。

（9）禁止工作人员擅自移动或拆除遮栏（围栏）、标示牌。因工作原因必须短时移动或拆除遮栏（围栏）、标示牌，应征得工作许可人同意，并在工作负责人的监护下进行。完毕后应立即恢复。

（10）常用标志牌的尺寸、颜色等规定见表 7-22。

7.10 二次系统工作安全规程

（1）二次系统上的工作内容可包含继电保护、安全自动装置、仪表和自动化监控等系统及其二次回路，以及在通信复用通道设备上运行、检修及试验等。

（2）在二次系统上工作一般应将高压设备停电后才可进行。

（3）在二次系统上工作必须有两人以上方可进行，不得单独作业。监护人由技术水平较高及更有经验的人担任。

（4）不论是否将高压设备停电都必须办理工作票，即便如继电保护装置、安全自动装置、自动化监控系统在运行中改变装置原有定值时不影响一次设备正常运行的工作。

（5）工作人员在现场工作过程中，凡遇到异常情况（如直流系统接地等）或断路器（开关）跳闸、阀闭锁时，不论与本身工作是否有关，应立即停止工作，保持现状，待查明原因，确定与本工作无关时方可继续工作；若异常情况或断路器（开关）跳闸、阀闭锁是本身工作所引起，应保留现场并立即通知运行人员，以便及时处理。

（6）工作前应做好准备，了解工作地点、工作范围、一次设备及二次设备运行情况、安全措施、试验方案、上次试验记录、图样、整定值通知单、软件修改申请单、核对控制保护设备、测控设备主机或板卡型号、版本号及跳线设置等是否齐备并符合实际，检查仪器、仪表等试验设备是否完好，核对微机保护及安全自动装置的软件版本号等是否符合实际。

（7）现场工作开始前，应检查已做的安全措施是否符合要求，运行设备和检修设备之间的隔离措施是否正确完成，工作时还应仔细核对检修设备名称，严防走错位置。

（8）必须使用具有绝缘手柄的工具，避免在作业中误将金属杆件短接端子排或接点，应将使用的工具的金属杆件套上绝缘管或用绝缘胶带缠绕两层以上。

（9）在全部或部分带电的运行屏（柜）上进行工作时，应将检修设备与运行设备前后以明显的标志隔开。

（10）在继电保护装置、安全自动装置及自动化监控系统屏（柜）上或附近进行打眼等振动较大的工作时，应采取防止运行中设备误动作的措施，必要时向上级领导汇报获得批准后可将保护暂时停用。

（11）在继电保护装置、安全自动装置及自动化监控系统屏间的通道上搬运或安放试验设备时，不能阻塞通道，要与运行设备保持一定距离，防止事故处理时通道不畅，防止误碰运行设备，造成相关运行设备继电保护误动作。清扫运行设备和二次回路时，要防止振动、防止误碰，要使用绝缘工具。

（12）继电保护装置、安全自动装置及自动化监控系统做传动试验或一次通电或进行直流输电系统功能试验时，应通知运行人员和有关人员，并由工作负责人或由他指派专人到现场监视，方可进行。

（13）所有电流互感器和电压互感器的二次绕组应有一点且仅有一点永久性的、可靠的保护接地。

（14）二次回路变动时应防止误拆或产生寄生回路。

（15）不应在二次系统的保护回路上接取试验电源。

（16）在带电的电流互感器二次回路上工作时，应采取下列安全措施。

1）禁止将电流互感器二次侧开路（光电流互感器除外）。

2）将电流互感器二次绕组短路时，必须使用短路片或短路线。短路应妥善可靠，禁止用导线缠绕。必须严格按先短路后拆线的顺序进行。

3）禁止在电流互感器与短路端子之间的回路上进行任何作业。

4）在电流互感器与短路端子之间的导线上进行任何工作，应有严格的安全措施，并在工作票上详细标明。必要时申请停用有关继电保护装置、安全自动装置或自动化监控系统。

5）工作中禁止将回路的永久接地点断开。

6）工作时，应有专人监护，使用绝缘工具，并站在绝缘垫上。

（17）在带电的电压互感器二次回路上工作时，应采取下列安全措施。

1）严格防止短路或接地。应使用绝缘工具，戴手套。必要时，工作前申请停用有关继电保护装置、安全自动装置或自动化监控系统。

2）接临时负载时，应装有专用的刀闸和熔断器。

3）工作时应有专人监护，禁止将回路的安全接地点断开。

（18）二次回路通电或耐压试验。

1）二次回路通电或耐压试验前，应通知运行人员和有关人员，并派人到现场看守，检查二次回路及一次设备上确无人工作后，方可加压。

2）电压互感器的二次回路通电试验时，为防止由二次侧向一次侧反充电，除应将二次回路断开外，还应取下电压互感器高压熔断器或断开电压互感器一次刀闸。

3）直流输电系统单极运行时，禁止对停运极中性区域互感器进行注流或加压试验。

4）运行极的一组直流滤波器停运检修时，禁止对该组直流滤波器内与直流极保护相关的电流互感器进行注流试验。

（19）在光纤回路工作时，应采取相应防护措施防止激光对人眼造成伤害。

（20）检验继电保护装置、安全自动装置、自动化监控系统和仪表的工作人员，不准对运行中的设备、信号系统、保护压板进行操作，但在取得运行人员许可并在检修工作盘两侧开关把手上采取防误操作措施后，可分/合检修断路器（开关）。

（21）试验用刀闸应有熔丝并带罩，被检修设备及试验仪器禁止从运行设备上直接取试验电源，熔丝配合要适当，要防止越级熔断总电源熔丝。试验接线要经第二人复查后，方可通电。

（22）继电保护装置、安全自动装置和自动化监控系统的二次回路变动时，应按经审批后的图样进行，无用的接线应隔离清楚，防止误拆或产生寄生回路。

（23）试验工作结束后，必须清点工具，并按工作票中安全措逐项恢复同运行设备有关的接线，拆除临时接线，检查装置内无异物，屏面信号及各种装置状态正常，各相关压板及切换开关位置恢复至工作许可时的状态。

7.11 保卫制度

（1）为了确保总降的安全，闲杂人员禁止进入总降。

（2）进入总降人员（总降值班人员和设备保全部领导及总降主管除外），必须履行登记手续，并在“外来人员登记簿”上详细记录出入时间、姓名、单位、事由、批准人、陪同人员等。

（3）来所参观学习的人员必须经设备保全部同意后，方可办理参观学习手续，并在值班人员引导下进行。

（4）外单位来所从事临时工作的人员必须经设备保全部领导同意后，凭所在单位证明，并在公司接待单位有关人员陪同，方可进入。

（5）基建维修等工作，需用外单位人员时，应由施工单位编造名单，经设备保全部审查批准后方可工作。

（6）进入总降的所有人员，必须服从值班人员的安全管理。

（7）进入总降的所有人员，一律自带必要的安全用具（如安全帽）等。外单位人员由公司接待单位负责配备安全用具。

（8）禁止在总降室内吸烟、取暖和动用明火，严禁使用电炉做饭、取暖。

（9）值班人员要时刻注意总降院内情况，做好防盗窃、防破坏工作。

7.12 消防管理制度

7.12.1 消防责任制

1. 总降主管

设备保全部总降主管是总降消防安全第一责任人，全面负责总降的消防工作，其主要责任如下。

（1）认真贯彻上级有关消防安全工作的方针、政策、指示和规定，将防火安全工作纳入重要议事日程。

（2）部署和组织本单位的防火宣传教育工作。

（3）组织制定和贯彻防火责任制和消防规定。

（4）组织防火检查，主持研究整改火险隐患。

（5）落实对消防设施的配制、维修、保养和管理工作。

（6）配合公司安监部门工作，制订总降消防应急预案并监督演练。

（7）组织或参与火灾事故调查，监督“四不放过”（事故原因不清不放过，责任者和应受教育者没有受到教育不放过，没有采取防范措施不放过，责任人员未受到处理不放过）原则的贯彻落实。

（8）新投产设备要执行安全、卫生、消防“三同时”的规定，如未执行有权拒绝验收。

2. 总降班长、技术员

在总降主管的领导下按本规定要求负责日常具体工作，如具体组织消防演练、定期检查等。

3. 运行人员

（1）运行人员应学习消防知识和消防器具的使用方法，定期进行消防演习。

（2）运行人员应熟知火警电话（119）及报警方法。

（3）发生电气火灾时，必须首先切断电源。

（4）室内发生电气火灾时应注意通风，防止中毒。

4. 总降消防学习的法规及标准

《中华人民共和国消防法》（2008 年 10 月 28 日）

《机关、团体、企业、事业单位消防安全管理规定》（2001 年 11 月 14 日公安部令第 61 号）

《社会消防安全教育培训规定》（2009 年 4 月 13 日公安部令第 109 号）

《建设工程消防监督管理规定》（2012 年 7 月 17 日公安部令第 119 号）

GB 50229—2006　　《火力发电厂与变电站设计防火规范》

GB 50016—2014　　《建筑设计防火规范》

GB 50140—2005　　《建筑灭火器配置设计规范》

GB 25201—2010　　《建筑消防设施的维护管理》

DL/T 5027—2015　　《电力设备典型消防规程》

GA 1131—2014　　《仓储场所消防安全管理规则》

7.12.2　消防管理

（1）总降周围不得堆放煤、灰、垃圾及易燃物品，并保证维护、抢修通道畅通。

（2）严禁在总降周围动火，如因工作需要时，必须经设备保全部和办公室（保卫部门）审批同意，并做好消防措施。

（3）总降设备室或设备区不得存放易燃、易爆物品，变压器油等应放在指定地点或专用仓库保管，严禁放在火源附近，也不得放在总降室内。

（4）因施工需要放在设备区的易燃、易爆物品，应加强管理，并按规定要求使用，施工后立即运走。

（5）总降的电缆隧道应有消防设施，10kV 或 35kV 开关柜、电容器柜、综保屏、配电

盘和室外 GIS、变压器的机旁柜的端子箱等电缆孔应用防火材料封堵。

（6）电缆隧道通道、10kV 或 35kV 开关柜、电容器柜等室内通向外部的门不论有几个，作为应急疏散通道，平时一律不得上锁或在外部别上或用插销插上；门内外通道不得放杂物影响通行。

（7）保持防火门、防火卷帘、消防安全疏散指示标志、应急照明、机械排烟送风、火灾事故广播等设施处于正常状态。

7.12.3 消防器材配置及管理

7.12.3.1 消防相关知识

1. 燃烧的条件

燃烧是发光、发热、火焰、发烟的氧化还原反应，物质发生燃烧必须满足 3 个必要条件，即可燃物、助燃剂和火源。现代科学发现，对一些复杂的燃烧，还存在着第 4 个条件——联锁反应。这些条件一旦遭到破坏，燃烧就会停止，这也就是人们寻找灭火剂的基本出发点。

2. 灭火的基本方法

隔离法：将可燃物与助燃剂及火源分割开。

窒息法：稀释氧化剂的浓度。

冷却法：降低可燃物温度，使之降低到燃点以下。

化学抑制法：破坏联锁反应。

3. 灭火剂的分类

（1）按灭火原理分类。

物理灭火剂：水（冷却、窒息）、泡沫（隔离、冷却、窒息）、二氧化碳（窒息）；

化学灭火剂：干粉、卤代烷。

（2）按物质形态分。

气体灭火剂：二氧化碳、卤代烷；

液态灭火剂：水、泡沫、7150；

固态灭火剂：干粉、G-1 粉。

4. 火灾分类

GB/T 4968—2008《火灾分类》将火灾分为以下 6 类。

A 类火灾：固体物质火灾。这种物质通常具有有机物性质，一般在燃烧时能产生灼热的余烬。

B 类火灾：液体或可熔化的固体物质火灾。

C 类火灾：气体火灾。

D 类火灾：金属火灾。

E 类火灾：带电火灾。物体带电燃烧的火灾。

F 类火灾：烹饪器具内的烹饪物（如动植物油脂）火灾。

5. 灭火系统和火灾自动报警系统配置的必要性要求

（1）变电站内的灭火系统有消火栓灭火系统、水喷雾与细水雾灭火系统、泡沫灭火系统、排油注氮灭火系统（用于油浸变压器）、气体灭火系统、干粉灭火系统等多种形式。

（2）变电站消防装置设置要求主要依据：GB 50016—2014《建筑设计防火规范》及 GB

50229—2006《火力发电厂与变电站设计防火规范》。

（3）变电站是否必须设置自动灭火系统，在 GB 50016—2014《建筑设计防火规范》8.5.4 条款（强制性条款）有明确规定：

8.5.4　下列场所应设置自动灭火系统，且宜采用水喷雾灭火系统：

1　单台容量在 40MV·A 及以上的厂矿企业油浸电力变压器、单台容量在 90MV·A 及以上的电厂油浸电力变压器，或单台容量在 125MV·A 及以上的独立变电所油浸电力变压器。

（4）变电站是否必须设置火灾自动报警系统，GB 50016—2014 相关条款（11.4 火灾自动报警系统和消防控制室）对要求设置的场所也有明确规定，但未提及变电站，而 GB 50229—2006《火力发电厂与变电站设计防火规范》（适用于 5000kV·A 及以上变压器）11.5.20、11.5.21 两条款分别对应设置火灾自动报警系统的场所和火灾探测器的类型做出了明确规定，且都是强制性条款。其中要求主控通信室、配电装置室、可燃介质电容器室、继电器室，采用固定灭火系统的油浸变压器、地下变电站、无人值守变电站等应设置火灾自动报警系统。

6. 灭火剂的选择

不同的可燃物质各自具有其独特的燃烧原理，各种类型灭火器亦有不同的灭火机理。

根据各种类型灭火器的不同的灭火机理和新建、改建、扩建的工业与民用建筑场所内生产、使用或存储的可燃物的不同的燃烧原理，决定了不同类型的灭火器可否扑灭 A、B、C、D 或/和 E 类火灾。

国家标准 GB 50140—2005《建筑灭火器配置设计规范》的第四章详尽、科学地规定了灭火器的类型（按照灭火剂种类划分）、型式（按照手提式和推车式划分）、规格（按照灭火器的灭火剂充装量或灭火级别划分）等的选择要素。据此规范，制成表 7-15。

表 7-15　建筑灭火器的适用性

<table>
<tr><td rowspan="3">火灾场所</td><td colspan="6">灭火器类型</td></tr>
<tr><td colspan="4">水基型灭火器</td><td colspan="2" rowspan="2">干粉灭火器</td><td rowspan="2">洁净气体灭火器</td><td rowspan="2">二氧化碳灭火器</td></tr>
<tr><td colspan="2">水型灭火器</td><td colspan="2">泡沫灭火器</td></tr>
<tr><td>清水</td><td>含可灭 B 类火的添加剂</td><td>机械泡沫</td><td>抗溶泡沫</td><td>ABC 类干粉（磷酸铵盐）</td><td>BC 类干粉（碳酸氢钠）</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>A 类（固体物质）火灾场所</td><td colspan="2">适用</td><td colspan="2">适用</td><td>适用</td><td>不适用</td><td>适用</td><td>不适用</td></tr>
<tr><td>B 类（液体或可熔化固体物质）火灾场所</td><td>不适用</td><td>适用</td><td>适用于扑救非极性溶剂和油品火</td><td>适用于扑救极性溶剂火</td><td colspan="2">适用</td><td>适用</td><td>适用</td></tr>
<tr><td>C 类（气体物质）火灾场所</td><td colspan="2">不适用</td><td colspan="2">不适用</td><td colspan="2">适用</td><td>适用</td><td>适用</td></tr>
<tr><td>D 类（金属物质）火灾场所</td><td colspan="6">均不适用</td></tr>
<tr><td>E 类（电气设备）火灾场所</td><td colspan="2">不适用</td><td colspan="2">不适用</td><td>适用于扑灭带电的 A 类、B 类、C 类火</td><td>适用于扑灭带电的 B 类、C 类火</td><td>适用于扑灭带电的 A 类、B 类、C 类火</td><td>适用于扑灭带电的 B 类、C 类火</td></tr>
</table>

7. 新型灭火剂选用

（1）哈龙灭火剂的淘汰。

以前消防行业广泛使用的哈龙（卤代烷，主要有1211、1301、2402三种，我国不生产也不使用2402灭火剂）灭火剂，尽管具有灭火快、效率高（用量少）、无腐蚀、不导电、无污染、长期存储不变质等优点，但它们是损耗臭氧的物质，是破坏臭氧层的主要元凶之一。人们用哈龙灭火器救火或训练时，哈龙气体就自然排放到大气中。哈龙含有氯和溴，在大气中受到太阳光辐射后，分解出氯、溴的自由基，这些化学活性基团与臭氧结合夺去臭氧分子中的一个氧原子，引发一个破坏性链式反应，使臭氧层遭到破坏，从而降低臭氧浓度，产生臭氧空洞。据研究，一个氯或溴自由基，就可以消耗高达数十万个臭氧分子，哈龙在大气中的存活寿命长达数十年，它在平流层中对臭氧层的破坏作用将持续几十年甚至更长时间。臭氧的消耗，直接后果就是太阳光中的紫外线到达地球表面的强度增大，将对人类、水生生物、农作物、城市环境造成很多危害。所以公安部消防局在2001年08月01日下发公消【2001】217号文【关于进一步加强哈龙替代品及其替代技术管理的通知】，按照《中国消耗臭氧层物质逐步淘汰国家方案》，我国于2005年停止生产哈龙1211灭火剂，2010年停止生产哈龙1301灭火剂。

（2）洁净气体灭火剂——哈龙灭火剂的替代。

气体灭火剂不是指专门扑灭气体物质的灭火剂，而是指平时以液体、液化气体或气体状态存储于压力容器内，而灭火时则都是以充分汽化的气体（包括蒸气、气雾等）状态喷射来扑灭各类可燃物质的灭火剂，都可以扑灭A、B、C、E类火灾。洁净气体灭火剂的洁净含义，包括干净（无残留，无污损）、安全（带电灭火安全）、微毒（对人体无毒性危害，或仅有轻微影响）、不破坏大气臭氧层、不产生温室效应或温室效应较小、在大气中的存活期限较短等6个方面。

目前，我国洁净气体灭火剂主要有七氟丙烷（HFC 227ea）和惰性气体，相应国家标准为GB 18614—2012《七氟丙烷（HFC 227ea）灭火剂》、GB 20128—2006《惰性气体灭火剂》。惰性气体灭火剂是由氮气、氩气以及二氧化碳气按一定质量比混合而成的灭火剂，包括IG-01、IG-100、IG-55、IG-541四种。另外，三氟甲烷（HFC 23）、六氟丙烷（HFC 236fa）也有应用。

一般地，洁净气体不包含二氧化碳（有毒，电的不良导体且带电灭火时只能用于600V以下）。七氟丙烷、IG541、二氧化碳、三氟甲烷常用于灭火系统，二氧化碳、六氟丙烷常用于灭火器。常温常压下，以上3种卤代烷和惰性气体都是无色无味气体，均可用于扑灭A、B、C、E类火灾。

7.12.3.2　消防器材配置

1. 灭火器种类选择

变电站的火灾多为A、B、E类火灾。GB 50140—2005《建筑灭火器配置设计规范》第4.2节“灭火器的类型选择”的规定（4.2.1～4.2.5条均为强制性条文）：

4.2.1　A类火灾场所应选择水型灭火器、磷酸铵盐干粉灭火器、泡沫灭火器或卤代烷灭火器。

4.2.2　B类火灾场所应选择泡沫灭火器、碳酸氢钠干粉灭火器、磷酸铵盐干粉灭火器、二氧化碳灭火器、灭B类火灾的水型灭火器或卤代烷灭火器。

极性溶剂的 B 类火灾场所应选择灭 B 类火灾的抗溶性灭火器。

4.2.3　C 类火灾场所应选择磷酸铵盐干粉灭火器、碳酸氢钠干粉灭火器、二氧化碳灭火器或卤代烷灭火器。

4.2.5　E 类火灾场所应选择磷酸铵盐干粉灭火器、碳酸氢钠干粉灭火器、卤代烷灭火器或二氧化碳灭火器，但不得选用装有金属喇叭喷筒的二氧化碳灭火器。

2. 灭火器的规格

（1）灭火器的选择应考虑火灾种类、危险等级、灭火器的灭火效能和通用性、对保护物品的污损程度、设置点的环境温度、使用灭火器人员的体能等因素。

（2）手提式灭火器。国家标准 GB/T 4351.1—2005《手提式灭火器　第 1 部分：性能和结构要求》将其按其充装的灭火剂的量划分为以下几种。

干粉灭火器：1kg、2 kg、3 kg、4 kg、5 kg、6 kg、8 kg、9 kg、12 kg。

二氧化碳灭火器：2 kg、3 kg、5 kg、7 kg。

洁净气体灭火器：1kg、2 kg、4 kg、6kg。

型号示例：MF/ABC4，M 指灭火器（灭的拼音首字母），F 指干粉（粉的拼音首字母），ABC 指能扑灭 A 类、B 类、C 类火灾，4 指 4kg（干粉的充装重量）。

（3）推车式灭火器。国家标准 GB 8109—2005《推车式灭火器》，将其分为以下几种。

推车式干粉灭火器：20 kg、50 kg、100 kg、125 kg。

推车式二氧化碳灭火器和推车式洁净气体灭火器：10 kg、20 kg、30kg、50 kg。

型号示例：MFT/ABC50，T 指推车式（推的拼音），50 指 50kg（干粉的充装重量），其他同手提式灭火器。

3. 消防器材配置数量

DL 5027—2015《电力设备典型消防规程》附录 G“典型工程现场灭火器和黄沙配置数量”，给出了 1000kV、500kV、220kV、110kV、35kV 变电站配置表。根据此配置表并参考华东电网某省电力公司最近下发的配置规范，结合最新相关标准（如灭火器种类、规格变化等），给出适用于工矿企业的配置表（见表 7-16 ~ 表 7-18），供读者参考。

表 7-16　典型 220kV 变电站现场灭火器和黄沙配置表

灭火器材 配置部位	二氧化碳	磷酸铵盐干粉		黄砂		灭火级别	保护面积/m^2	危险等级
	7kg	4kg	50kg	桶（25L）	箱（1.0m^3）			
1 控制室	3	3				E（A）	150	严重
2 通信机房	3	3				E（A）	150	严重
3 继电器室、继保室	3	3				E（A）	150	严重
4 110kV 开关（母线）室	5	5				E（A）	250	中
5 35（10/20）kV 开关（母线）室	5	5						
6 室内油浸式主变压器室	6	6	2			混合	150	中
7 室内油浸式主变压器散热器室	4	4				混合	100	中
8 电容器室	2	2				混合	100	中

（续）

灭火器材 配置部位		二氧化碳	磷酸铵盐干粉		黄砂		灭火级别	保护面积/m^2	危险等级
		7kg	4kg	50kg	桶（25L）	箱（1.0m^3）			
9 电抗器室		2	2				混合	100	中
10 蓄电池室		2	2				C	100	中
11 站用变室、接地变室		2	2				混合	100	中
12 电缆	夹层	16	16				E	800	中
	竖井	2	2				E	100	中
13 室内其他区域		2	2				A	100	轻
14 室外油浸式主变压器				4		1			
15 站内公用设施		6	6		15				

注：1. 室内其他区域：办公室、资料室、会议室、安全用具室、备品间等。

2. 砂箱为每台主变压器数，每只砂箱配备 3 ~ 5 把消防铲。

3. 消防黄砂桶应采用铅桶，每两桶配备一把消防铲，每四桶配备一把消防斧。

4. 手提式 ABC 干粉 5kg 、6kg 灭火器也可用 ABC 超细干粉 4kg 灭火器替代，以减轻单具总重，提高灭火效果。

5. 站内公用设施指变电站内公共区域，如走廊、门厅等处，配置灭火器是作为其他区域灭火公用，起补充作用。

6. 蓄电池室的灭火器应放置于门外。

7. 以上标注也适用于表 7-17 和表 7-18。

表 7-17　典型 110kV 变电站现场灭火器和黄沙配置表

灭火器材 配置部位		二氧化碳	磷酸铵盐干粉		黄砂		灭火级别	保护面积/m^2	危险等级
		7kg	4kg	50kg	桶（25L）	箱（1.0m^3）			
1 控制室		2	2				E（A）	100	严重
2 继电器室、继保室		2	2				E（A）	100	严重
3 二次设备室		4	4				E（A）	200	中
4 110kV 开关（母线）室		4	4				E（A）	200	中
5 35（10/20）kV 开关（母线）室		4	4				E（A）	200	中
6 室内油浸式主变压器室		4	4	2			混合	100	中
7 室内油浸式主变压器散热器室		2	2				混合	50	中
8 电容器室		2	2				混合	100	中
9 电抗器室		2	2				混合	100	中
10 蓄电池室		2	2				C	100	中
11 站用变室、接地变室		2	2				混合	100	中
12 消弧线圈室		2	2				E	100	中
13 电缆	夹层	10	10				E	500	中
	竖井	2	2				E	100	中
14 室内其他区域		2	2				A	100	轻
15 室外油浸式主变压器				2		1			
16 站内公用设施		4	4		10				

表 7-18　典型 35kV 变电站现场灭火器和黄沙配置表

灭火器材 配置部位		二氧化碳	磷酸铵盐干粉		黄砂		灭火级别	保护面积/m^2	危险等级
		7kg	4kg	50kg	桶 （25L）	箱 （1.0m^3）			
1 控制室		2	2				E（A）	100	严重
2 配电装置室、二次设备室		3	3				E（A）	150	中
3 室内油浸式主变压器室		4	4	2			混合	100	中
4 室内油浸式主变压器散热器室		2	2				混合	50	中
5 电容器室		2	2				混合	100	中
6 电抗器室		2	2				混合	100	中
7 蓄电池室		2	2				C	100	中
8 消弧线圈室		2	2				E	100	中
9 站用变室、接地变室		2	2				混合	100	中
10 电缆	夹层	8	8				E	400	中
	竖井	2	2				E	100	中
11 室内其他区域		2	2				A	100	轻
12 室外油浸式主变压器				1		1			
13 站内公用设施		3	3		5				

4. 消防器材配置注意事项

ABC 干粉灭火器具有用途广（可用于 A、B、C、E 类火灾）、效率高、速度快、价格相对较低、易采购等优点，为减少灭火剂种类，便于充装更换等，可全站只选用这一种灭火剂。但干粉用后不易清理，所以对继电器室等如果方便可配置洁净气体灭火器。又由于二氧化碳是电的不良导体，只能用于 600V 以下电气设备；且有毒，用于室内时由于空气流通不畅，更易使人中毒；操作时可能冻伤人手等，所以尽可能不用二氧化碳灭火器。随着洁净气体灭火剂产品种类的增多、质量的提高、成本的降低等，应尽可能采用洁净气体灭火器。

7.12.3.3　消防工器具管理

（1）消防工器具放置。

防火工具、器材应放在固定地点，使用方便，由专人负责，不得作其他用途使用。

消防箱一般放在室内进出口位置，且不得用锁锁上。

（2）消防工具和器材，要建立专门台账，要定期检查、抽样试验，对损坏及过期的应及时更换，不得拖延。台账至少应包括名称、型号、安装位置、数量、适用类型、更换日期、下次更换日期、负责人等项目。

（3）值班人员平时不得随意打开灭火器。

7.13　防汛、防风、防寒工作管理

（1）总降根据需要配备适量的防汛设备和防汛物资（见表 7-19），防汛设备在每年汛期前要进行全面的检查、试验，处于完好状态；防汛物资要专门保管，并有专门的台账。

表 7-19　防汛物资配置表

序　　号	名　　称	数　　量
1	铁锹	4
2	雨衣	4
3	胶鞋	4
4	手电	2
5	水泵	1
6	沙袋	20

（2）定期检查开关、瓦斯继电器等设备的防雨罩应扣好，端子箱、机构箱等室外设备箱门应关闭，密封良好。

（3）雨季来临前，对可能积水的电缆沟、电缆隧道及场区的排水设施进行全面检查和疏通，做好防进水和排水措施。

（4）下雨时对房屋渗漏、下水管排水情况进行检查。

（5）雨后检查电缆沟、电缆隧道、室外变压器及 GIS 周围等积水情况，并及时排水，设备室潮气过大时做好通风。

（6）变电站应根据本地气候条件制定出切实可行的防风管理措施，刮大风时，应重点检查设备引流线、阻波器、瓦斯继电器的防雨罩等是否存在异常。

（7）定期检查和清理变电站内的异物等，防止大风时引起设备故障。

（8）冬季气温较低时，应重点检查开关机构内的加热器运行是否良好，发现问题及时处理。

（9）下雪、冻雨要注意室外绝缘子情况，防止短路、接地等故障发生。

7.14　防污闪管理

（1）当冬季积污期持续、无降雨日接近历史最大值时，应注意加强巡视，必要时可请供电部门到现场进行测试，如绝缘子污秽程度达到或超过设计标准，应采取必要的防污闪措施。

（2）根据现场污染的速度及污染物的特性如导电盐尘、可燃煤尘、强附着性水泥粉尘等，制定针对性的清除方案。

对于存在强附着性水泥粉尘污染的变电站，安装时必须要求喷涂防污染涂料。在对套管、绝缘子等清理时，不得使用钢丝清洁球擦除，以防破坏釉面层导致绝缘性能下降。如果用干布无法擦除，可用干布蘸草酸或稀盐酸清除，但应注意清除结束后必须用大量的水进行冲洗，以防止残留的导电盐分（如化学反应生成的 $CaCl_2$ 等）造成接地。另外还应注意戴耐酸手套，防止酸液对设备金属部分、非耐酸胶垫等造成腐蚀。

（3）加强设备状态评价，及时进行外绝缘配置校核工作。对不满足要求的设备，应制订整改措施，按轻重缓急纳入技改大修计划。

（4）中、重污区的防污闪改造应优先采用高温硫化硅橡胶类防污闪产品，并综合考虑防冰（雪）闪和防雨闪。

（5）对运行满 3 年的防污闪涂料，应按照相关规定进行抽查，对不满足要求的及时覆涂。

（6）加强变电站零值、低值瓷绝缘子的检测，及时更换自爆玻璃绝缘子及零、低值瓷绝缘子。

（7）污区等级处于 C 级及以上变电站应涂覆防污闪涂料。处于发生过冰闪和雨闪的地区、处于冻雨和粘雪的地区的设备应加装增爬裙。

（8）超过 1 年未清扫的，应每季度对污秽程度进行评估，对不合格的应立即安排清扫。对运行超过 3 年的涂料，每次检修时要检查有无起皮、龟裂、憎水性丧失等现象，如发现上述现象应及时安排复涂。

（9）在大雾（霾）、毛毛雨、覆冰（雪）等恶劣天气里，利用红外测温、紫外成像等技术手段，密切关注设备外绝缘状态，发现设备爬电严重时停电处理。

7.15 防小动物管理

（1）总降所有设备室（包括值班室即后台监控计算机室）通向室外的门口处均需装设防鼠板。防鼠板要求如下。

1）材质：由特质铝合金材质制作而成，防鼠板表面经过防腐处理，坚硬、美观。

2）防鼠板安装在门框上，易拆卸，方便搬运设备。

3）防鼠板上部应贴有反光条，夜间容易辨别，防止人员被绊倒。

4）防鼠板的高度为 50cm。

（2）总降应有防小动物措施，定期检查落实情况，发现问题及时处理并做好记录。

（3）各设备室的门窗应完好严密，出入时随手将门关好。

（4）设备室通往室外的电缆沟、道应严密封堵，若施工拆动应及时堵好。

（5）总降墙上所有孔洞，如有电缆桥架出口、排气扇都应彻底处理好，防止小动物由此进入室内。

（6）各设备室不得存放粮食及其他食品。各设备室应搁放鼠药或捕鼠器械。

（7）各开关柜、电气间隔、端子箱和机构箱应采取防止小动物进入的措施。

7.16 安全工器具和一般工器具的管理

7.16.1 安全工器具的分类

（1）安全工器具是指为防止触电、灼伤、坠落、摔跌等事故，保障工作人员人身安全的各种工具和器具。

（2）安全工器具可分为绝缘安全工器具、一般防护安全工器具、安全围栏（网）和标示牌三大类。

（3）绝缘安全工器具分为基本和辅助两种绝缘安全工器具。

1）基本绝缘安全工器具是指能直接操作带电设备、接触或可能接触带电体的工器具，如电容型验电器、绝缘杆、绝缘隔板、绝缘罩、携带型短路接地线、个人保安接地线、核相

器等。

2）辅助绝缘安全工器具是指绝缘强度不是承受设备或线路的工作电压，只是用于加强基本绝缘安全工器具的保安作用，用以防止接触电压、跨步电压、泄漏电流电弧对操作人员的伤害，不能用辅助绝缘安全工器具直接接触高压设备带电部分。属于这一类的安全工器具有：绝缘手套、绝缘靴（鞋）、绝缘胶垫等。

（4）一般防护安全工器具（一般防护用具）是指防止工作人员发生事故的工器具，如安全帽、安全带、梯子、安全绳、脚扣、防静电服（静电感应防护服）、防电弧服、导电鞋（防静电鞋）、安全自锁器、速差自控器、防护眼镜、过滤式防毒面具、正压式消防空气呼吸器、SF_6气体检漏仪、氧量测试仪、耐酸手套、耐酸服及耐酸靴等。

（5）安全标示牌包括各种安全警告牌、设备标示牌等。

7.16.2 安全工器具的保管

7.16.2.1 总体要求

（1）安全工器具应存放于通风良好、清洁干燥的专用工具房内，且周围不得有污物和腐蚀。工具房门窗应密闭严实，地面、墙面及顶面应采用不起尘、阻燃材料制作。

（2）安全工器具房进行室内通风时，应在干燥的天气进行，并且室外的相对湿度不得高于75%。通风结束后，应立即检查室内的相对湿度，并加以调控。

（3）安全工器具房应配备湿度计、温度计等。

（4）安全工器具应统一编号、专人保管、登记造册，并建立试验、检修、借用记录。绝缘杆、验电器等绝缘工器具必须有电压等级、试验日期的标志，必要时配置防雨罩，应有固定的存放处，存放在清洁干燥处，注意防潮、防结露。

（5）总降工器具一般不得外借使用，必要时必须经设备保全部领导同意并履行登记手续后方可借出，但一般借出时间不应超过8h，损坏时要立即赔偿或另行采购。

（6）不论是总降内部使用还是借给外单位（公司除总降外的其他单位）使用，送还时必须当面严格检查验收，并试验好坏，以免损坏不报告而下次再使用时出现事故，使用人有义务及时报告使用中发现的问题，以便及时修理或更换。送还、接收双方都应在记录上签字。

（7）总降工器具不得改变其用途。严禁用其他工具代替安全用具。

（8）安全工器具在交接班时和使用前应认真检查，发现损坏者应停止使用，并记录、上报。

（9）安全工器具应定期维护保养，及时发现器具的隐患，有缺陷的安全工器具应及时修复，不合格的应及时报废，禁止继续使用。一般为一个月一次，使用不频繁的可半年一次。

（10）总降主管对总降安全工器具的购置、验收、试验、使用、保管、报废等各环节负总责。

7.16.2.2 绝缘工器具的保管

（1）绝缘工器具使用后应用不掉纤屑的棉布蘸酒精将其表面擦干净，不得用水或其他清洗剂清洗。

（2）绝缘杆应在专用的货架上水平放置，不得靠墙或在地面上放置，以免受潮。

（3）绝缘手套、绝缘鞋、绝缘靴应放在箱或柜内；检修专用的绝缘垫、绝缘隔板应放在专用货架上。

（4）所有绝缘工具不得放在过冷、过热、阳光暴晒和有酸、碱、油等腐蚀性的地方，以防老化，同时还应与其他硬、刺、脏、废物严格分开，并严禁重压。

7.16.3 总降工器具安全检查和使用要求

1. 检查及使用的总体要求

（1）公司设备保全部应定期组织电力安全工器具的使用方法培训，凡是在工作中需要使用电力安全工器具的工作人员，都必须定期接受培训。

（2）安全工器具的使用应符合相关安全规程的要求，如 GB 26859—2011《电力安全工作规程　电力线路部分》和 GB 26860—2011《电力安全工作规程　变电站和发电厂电气部分》等。

（3）安全工器具使用前应进行外观检查。

（4）对安全工器具的机械、绝缘性能发生疑问时，应进行试验，合格后方可使用。

（5）绝缘安全工器具使用前应擦拭干净。

（6）使用绝缘安全工器具时应戴绝缘手套。

（7）安全工器具应在有效试验周期内。

2. 安全帽

（1）安全帽的使用期，从产品制造完成之日起计算：植物枝条编织帽不超过两年；塑料帽、纸胶帽不超过两年半；玻璃钢（维纶钢）橡胶帽不超过三年半。对到期的安全帽，应进行抽查测试，合格后方可使用，以后每年抽检一次，抽检不合格，则该批安全帽报废。

（2）使用安全帽前应进行外观检查，检查安全帽的帽壳、帽箍、顶衬、下颚带、后扣（或帽箍扣）等组件应完好清洁，无裂纹和污迹，帽壳与顶衬缓冲空间在 25～50mm。

（3）安全帽戴好后，应将后扣拧到合适位置（或将帽箍扣调整到合适的位置），锁好下颚带，防止工作中前倾后仰或其他原因造成滑落。

（4）高压近电报警安全帽使用前应检查其音响部分是否良好，但不得作为无电的依据。

3. 安全带

（1）安全带使用期一般为 3～5 年，发现异常应提前报废。

（2）安全带的腰带和保险带、绳应有足够的机械强度，材质应有耐磨性，卡环（钩）应具有保险装置。保险带、绳使用长度在 3m 以上的应加缓冲器。

（3）使用安全带前应进行外观检查，应检查以下部分。

1）组件完整、无短缺、无伤残破损；

2）绳索、编带无脆裂、断股或扭结；

3）金属配件无裂纹，焊接无缺陷、无严重锈蚀；

4）挂钩的钩舌咬口平整不错位，保险装置完整可靠；

5）铆钉无明显偏位，表面平整。

（4）安全带应系在牢固的物体上，禁止系挂在移动或不牢固的物件上，不得系在棱角锋利处。安全带要高挂和平行拴挂，严禁低挂高用。

（5）在杆塔上工作时，应将安全带后备保护绳系在安全牢固的构件上（带电作业视其

具体任务决定是否系后备安全绳），不得失去后备保护。

4. 脚扣

（1）脚扣使用前应进行外观检查，应检查以下部分。

1）金属母材及焊缝无任何裂纹及可目测到的变形；

2）橡胶防滑块（套）完好，无破损；

3）皮带完好，无霉变、裂缝或严重变形；

4）小爪连接牢固，活动灵活。

（2）正式登杆前在杆根处用力试登，判断脚扣是否有变形和损伤。

（3）登杆前应将脚扣登板的皮带系牢，登杆过程中应根据杆径粗细随时调整脚扣尺寸。

（4）特殊天气使用脚扣时，应采取防滑措施。

（5）严禁从高处往下扔摔脚扣。

5. 绝缘手套

（1）绝缘手套使用前应进行外观检查。如发现有龟裂、老化、发粘、裂纹、破口（漏气）、气泡、发脆等损坏时禁止使用。表面不清洁，卷曲试验检查时应无漏气现象。

（2）进行设备验电、倒闸操作、装拆接地线等工作应戴绝缘手套。

（3）使用绝缘手套时应将上衣袖口套入手套筒口内。

6. 绝缘杆

（1）使用绝缘杆前，应检查绝缘杆的堵头，如发现有破损、裂纹、断裂现象应禁止使用。

（2）使用绝缘杆时人体应与带电设备保持足够的安全距离，并注意防止绝缘杆被人体或设备短接，以保持有效的绝缘长度。

（3）雨天在户外操作电气设备时，操作杆的绝缘部分应有防雨罩。罩的上口应与绝缘部分紧密结合，无渗漏现象。

7. 绝缘隔板和绝缘罩

（1）绝缘隔板只允许在35kV及以下电压的电气设备上使用，并应有足够的绝缘和机械强度。用于10kV电压等级时，绝缘隔板的厚度不应小于3mm，用于35kV电压等级时不应小于4mm。

（2）绝缘隔板和绝缘罩使用前应检查表面洁净，端面不得有分层或开裂，绝缘罩还应检查内外是否整洁，应无裂纹或损伤。

（3）现场带电安放绝缘挡板及绝缘罩时，应戴绝缘手套。

（4）绝缘隔板在放置和使用中要防止脱落，必要时可用绝缘绳索将其固定。

8. 电容型验电器

（1）电容型验电器上应标有电压等级、制造厂和出厂编号。对110kV及以上验电器还必须标有配用的绝缘杆节数。

（2）使用前应进行外观检查，验电器的工作电压应与被测设备的电压相同。

（3）验电器的绝缘杆无龟裂、脏污、受潮等情况，验电器发光及声响完好，电池电量充足，报警声无时断时续的情况。

（4）非雨雪型电容型验电器不得在雷、雨、雪等恶劣天气时使用。

（5）使用电容型验电器时，操作人应戴绝缘手套，穿绝缘靴（鞋），手握在护环下侧握柄部分。人体与带电部分距离应符合安规规定的安全距离。

（6）使用抽拉式电容型验电器时，绝缘杆应完全拉开。

（7）验电前，应先在有电设备上进行试验，确认验电器良好；无法在有电设备上进行试验时可用高压发生器等确证验电器良好。如在木杆、木梯或木架上验电，不接地不能指示者，经运行值班负责人或工作负责人同意后，可在验电器绝缘杆尾部接上接地线。

9. 核相器

（1）核相器应按照使用说明书的要求正确使用。

（2）核相器绝缘杆部分的使用与本节第 6 条绝缘杆中的要求相同。

10. 绝缘靴

（1）绝缘靴使用前应检查：不得有外伤，应无裂纹、无漏洞、无气泡、无毛刺、无划痕等缺陷。如发现有以上缺陷，应立即停止使用并及时更换。靴底部应无断裂、老化，靴内清洁、不潮湿。

（2）使用绝缘靴时，应将裤管套入靴筒内，并要避免接触尖锐的物体，避免接触高温或腐蚀性物质，防止受到损伤。严禁将绝缘靴挪为他用。

（3）雷雨天气或一次系统有接地时，巡视变电站室外高压设备应穿绝缘靴。

11. 绝缘胶垫

绝缘胶垫应保持完好，出现割裂、破损、厚度减薄，不足以保证绝缘性能等情况时，应及时更换。

12. 接地线

（1）接地线应用多股软铜线，其截面面积应满足装设地点短路电流的要求，但不得小于 25mm^2，长度应满足工作现场需要；接地线应有透明外护层，护层厚度大于 1mm。

（2）接地线的两端线夹应保证接地线与导体和接地装置接触良好、拆装方便，有足够的机械强度，并在大短路电流通过时不致松动。

（3）接地线使用前，应进行外观检查，绝缘杆部分无龟裂、脏污、受潮等异常现象，接线鼻子与软铜线的压接应紧固，接地软铜线与绝缘杆的连接螺钉紧固完好，接地端与导电端线夹完好。如发现绞线松股、断股，护套严重破损，夹具断裂松动等不得使用。

（4）装设接地线时，人体不得碰触接地线或未接地的导线，以防止感应触电。

（5）装设接地线，应先装设接地线接地端；验电证实无电后，应立即接导体端，并保证接触良好。拆接地线的顺序与此相反。接地线严禁用缠绕的方法进行连接。

（6）设备检修时模拟盘上所挂地线的数量、位置和地线编号，应与工作票和操作票所列内容一致，与现场所装设的接地线一致。

（7）个人保安接地线仅作为预防感应电使用，不得以此代替安规规定的工作接地线。只有在工作接地线挂好后，方可在工作相上挂个人保安接地线。

（8）个人保安接地线由工作人员自行携带，凡在 110kV 及以上同杆塔并架或相邻的平行有感应电的线路上停电工作，应在工作相上使用，并不准采用搭连虚接的方法接地。工作结束时，工作人员应拆除所挂的个人保安接地线。

13. 梯子

（1）梯子应能承受工作人员携带工具攀登时的总重量。

（2）梯子不得接长或垫高使用。如需接长时，应用铁卡子或绳索切实卡住或绑牢并加设支撑。

（3）梯子应放置稳固，梯脚要有完好的防滑装置。使用前，应先进行试登，确认可靠后方可使用。有人员在梯子上工作时，梯子应有人扶持和监护。

（4）梯子与地面的夹角应为65°左右，工作人员必须在距梯顶不少于2档的梯蹬上工作。

（5）人字梯应具有坚固的铰链和限制开度的拉链（限度绳）。

（6）靠在管子上、导线上使用梯子时，其上端需用挂钩挂住或用绳索绑牢。

（7）在通道上使用梯子时，应设监护人或设置临时围栏。梯子不准放在门前使用，必要时应采取防止门突然开启的措施。

（8）严禁人在梯子上时移动梯子，严禁上下抛递工具、材料。

（9）在变电站高压设备区或高压室内应使用绝缘材料的梯子，禁止使用金属梯子。搬动梯子时，应放倒两人搬运，并与带电部分保持安全距离。

14. 过滤式防毒面具（简称“防毒面具”）

（1）使用防毒面具时，空气中氧气浓度不得低于18%，温度为－30～45℃，不能用于槽、罐等密闭容器环境。

（2）使用者应根据其面型尺寸选配适宜的面罩号码。

（3）使用前应检查面具的完整性和气密性，面罩密合框应与佩戴者颜面密合，无明显压痛感。

（4）使用中应注意有无泄漏和滤毒罐失效。

（5）防毒面具的过滤剂有一定的使用时间，一般为30～100min。过滤剂失去过滤作用（面具内有特殊气味）时，应及时更换。

15. 正压式消防空气呼吸器（简称“空气呼吸器”）

（1）使用者应根据其面型尺寸选配适宜的面罩号码。

（2）使用前应检查面具的完整性和气密性，面罩密合框应与人体面部密合良好，无明显压痛感。

（3）使用中应注意有无泄漏。

16. SF_6气体检漏仪

（1）应按照产品使用说明书正确使用。

（2）工作人员进入SF_6配电装置室，入口处若无SF_6气体含量显示器，应先通风15min，并用SF_6气体检漏仪测量SF_6气体含量至合格。

7.16.4 安全工器具的配置标准

安全工器具是保证人身安全、设备安全的第一道屏障，也是最重要、最基本的工作工具。因此，本着“安全、适用、充足、节约”原则，参考《国家电网公司电力安全工器具管理规定（试行）》（国家电网安监［2005］516号）等相关规范，提出如下基本配置（见表7-20）。实际中缺少的应尽快配齐，标准中未列入的根据需要按程序进行申请配置。

表7-20 110kV总降安全工器具配置标准表

序　号	名　称	型号/规格	数　量	单　位	备　注
1	110kV验电器	110kV	2	只	电容型
2	10kV验电器	10kV	2	只	

（续）

序　号	名　称	型号/规格	数　量	单　位	备　注
3	110kV 接地线	110kV（3×3+5m）	4	组	螺栓型
4	10kV 接地线	10kV（3×1+5m）	4	组	
5	110kV 绝缘棒	110kV（4 节 5m）	2	套	
6	绝缘登梯	3.5m	1	张	
7	绝缘登梯	1.5m	1	张	
8	绝缘靴	30kV	3	双	
9	绝缘手套	12kV	3	双	
10	安全带	双保险	4	条	
11	安全围网	30m	1	张	
12	安全警示带	30m	1	个	
13	安全工器具柜		2	个	
14	“禁止合闸 有人工作”牌	300×240	10	块	绝缘反光 厚度 2mm
15	“禁止合闸 有人工作”牌	120×80	10	块	
16	“禁止合闸 线路有人工作”牌	300×240	10	块	
17	“禁止合闸 线路有人工作”牌	120×80	10	块	
18	“禁止攀登 高压危险”牌	300×240	5	块	
19	“止步 高压危险”牌	300×240	5	块	
20	消防过滤式自救呼吸器		3	个	

7.16.5　安全工器具的试验

各种安全工具均应按安全规程规定的周期进行试验，试验合格后方可使用，不得超期使用。试验及要求见表 7-21。表中摘录了 GB 26860—2011《电业安全工作规程　发电厂和变电站电气部分》附录 E 的全部内容。其他相关标准有 DL/T 1475—2015《电力安全工器具配置与存放技术要求》和 DL/T 1476—2015《电力安全工器具预防性试验规程》，也可参考。

表 7-21　绝缘安全工器具试验项目、周期和要求

序号	器具	项目	周期	要　求				说　明
1	电容型验电器	启动电压试验	1 年	启动电压值不高于额定电压的 40%，不低于额定电压的 15%				试验时接触电极应与试验电极相接触
		工频耐压试验	1 年	额定电压/kV	试验长度/m	工频耐压/kV		
						持续时间 1min	持续时间 5min	
				10	0.7	45	—	
				35	0.9	95	—	
				66	1.0	175	—	
				110	1.3	220	—	
				220	2.1	440	—	
				330	3.2	—	380	
				500	4.1	—	580	

（续）

序号	器具	项目	周期	要求				说明
		成组直流电阻试验	≤5 年	在各接线鼻之间测量直流电阻，对于 25mm²、35mm²、50mm²、70mm²、95mm²、120mm² 的各种截面，平均每米的电阻值应分别小于 0.79mΩ、0.56mΩ、0.40mΩ、0.28mΩ、0.21mΩ、0.16mΩ				同一批次抽测，不少于 2 条，接线鼻与软导线压接的应做该试验
2	携带型短路接地线	操作棒的工频耐压试验	5 年	额定电压/kV	试验长度/m	工频耐压/kV		试验电压加在护环与紧固头之间
						持续时间 1min	持续时间 5min	
				10	—	45	—	
				35	—	95	—	
				66	—	175	—	
				110	—	220	—	
				220	—	440	—	
				330	—	—	380	
				500	—	—	580	
3	个人保安线	成组直流电阻试验	≤5 年	在各接线鼻之间测量直流电阻，对于 10mm²、16mm²、25mm² 各种截面面积，平均每米的电阻值应小于 1.98mΩ、1.24mΩ、0.79mΩ				同一批次抽测，不少于两条
4	绝缘杆	工频耐压试验	1 年	额定电压/kV	试验长度/m	工频耐压/kV		
						持续时间 1min	持续时间 5min	
				10	0.7	45	—	
				35	0.9	95	—	
				66	1.0	175	—	
				110	1.3	220	—	
				220	2.1	440	—	
				330	3.2	—	380	
				500	4.1	—	580	
5	核相器	连接导线绝缘强度试验	必要时	额定电压/kV	工频耐压/kV		持续时间/min	浸在电阻率小于100Ω·m水中
				10	8		5	
				35	28		5	
		绝缘部分工频耐压试验	1 年	额定电压/kV	试验长度/m	工频耐压/kV	持续时间/min	
				10	0.7	45	1	
				35	0.9	95	1	
		电阻管泄漏电流试验	半年	额定电压/kV	工频耐压/kV	持续时间/min	泄漏电流/mA	
				10	10	1	≤2	
				35	35	1	≤2	
		动作电压试验	1 年	最低动作电压应达 0.25 倍额定电压				

（续）

序号	器具	项目	周期	要求			说明
6	绝缘罩	工频耐压试验	1年	额定电压/kV	工频耐压/kV	持续时间/min	
				6～10	30	1	
				35	80	1	
7	绝缘隔板	表面工频耐压试验	1年	额定电压/kV	工频耐压/kV	持续时间/min	电极间距离300mm
				6～35	60	1	
		工频耐压试验	1年	额定电压/kV	工频耐压/kV	持续时间/min	
				6～10	30	1	
				35	80	1	
8	绝缘胶垫	工频耐压试验	1年	电压等级	工频耐压/kV	持续时间/min	使用于带电设备区域
				高压	15	1	
				低压	3.5	1	
9	绝缘靴	工频耐压试验	半年	工频耐压/kV	持续时间/min	泄漏电流/mA	
				15	1	≤7.5	
10	绝缘手套	工频耐压试验	半年	电压等级	工频耐压/kV	持续时间/min	泄漏电流/mA
				高压	8	1	≤9
				低压	2.5	1	≤2.5
11	导电鞋	直流电阻试验	穿用≤200h	电阻值小于100kΩ			符合《防静电鞋导电鞋安全技术要求》
12	绝缘夹钳	工频耐压试验	1年	额定电压/kV	试验长度/m	工频耐压/kV	持续时间/min
				10	0.7	45	1
				35	0.9	95	1
13	绝缘绳	工频耐压试验	半年	105kV/0.5m，持续时间5min			

7.16.6 一般电气工器具的检查使用

7.16.6.1 一般规定

（1）电气工器具（包括电气工具和用具）应由专人保管，每6个月应由电气试验单位

进行定期检查；使用前应检查电线是否完好，有无接地线；不合格的禁止使用；使用时应按有关规定接好剩余电流动作保护器（漏电保护器）和接地线；使用中发生故障，应立即修复。

（2）使用金属外壳的电气工具时应戴绝缘手套。

（3）使用电气工具时，不准提着电气工具的导线或转动部分。在梯子上使用电气工具，应做好防止感电坠落的安全措施。在使用电气工具工作中，因故离开工作场所或暂时停止工作以及遇到临时停电时，应立即切断电源。

（4）使用手持行灯应注意下列事项。

1）手持行灯电压不准超过36V。在特别潮湿或周围都是金属导体的地方工作时，如在金属容器或水箱等内部，行灯的电压不准超过12V；

2）行灯电源应由携带式或固定式的隔离变压器供给，变压器不准放在金属容器或水箱等内部；

3）携带式行灯变压器的高压侧，应带插头，低压侧带插座，并采用两种不能互相插入的插头；

4）行灯变压器的外壳应有良好的接地线，高压侧宜使用三线插头。

（5）电动的工具、机具应接地或接零良好。

（6）电气工具和用具的电线不准接触热体，不要放在湿地上，并避免载重车辆和重物压在电线上。

（7）移动式电动机械和手持电动工具的单相电源线应使用三芯软橡胶电缆；三相电源线在三相四线制系统中应使用四芯软橡胶电缆，在三相五线制系统中宜使用五芯软橡胶电缆。连接电动机械及电动工具的电气回路应单独设开关或插座，并装设剩余电流动作保护器（漏电保护器），金属外壳应接地；电动工具应做到“一机一闸一保护”。

（8）长期停用或新领用的电动工具应用500 V的绝缘电阻表测量其绝缘电阻，如带电部件与外壳之间的绝缘电阻值达不到2MΩ，应进行维修处理。对正常使用的电动工具也应对绝缘电阻进行定期测量、检查。

（9）电动工具的电气部分经维修后，应进行绝缘电阻测量及绝缘耐压试验，试验电压为380V，试验时间为1min。

（10）在潮湿或含有酸类的场地上以及在金属容器内应使用24V及以下电动工具，否则应使用带绝缘外壳的工具，并装设额定动作电流不大于10mA，一般型（无延时）的剩余电流动作保护器（漏电保护器），且应设专人不间断地监护。剩余电流动作保护器（漏电保护器）、电源连接器和控制箱等应放在容器外面。电动工具的开关应设在监护人伸手可及的地方。

7.16.6.2 钳形电流表和绝缘电阻测试仪使用要求

以下是使用时需注意的安全事项，不是具体使用方法。

1. 钳形电流表

（1）电气人员在高压回路上使用钳形电流表的测量工作，应由两人进行。运行人员一般不使用钳形电流表进行测量工作。

（2）在高压回路上测量时，禁止用导线从钳形电流表另接表计测量。

（3）测量时若需拆除遮栏，应在拆除遮栏后立即进行。工作结束，应立即将遮栏恢复

原状。

（4）使用钳形电流表时，应注意钳形电流表的电压等级。测量时戴绝缘手套，站在绝缘垫上，不得触及其他设备，以防短路或接地。

观测表计时，要特别注意保持头部与带电部分的安全距离。

（5）测量低压熔断器和水平排列低压母线电流时，测量前应将各相熔断器和母线用绝缘材料加以保护隔离，以免引起相间短路，同时应注意不得触及其他带电部分。

（6）测量低压裸导线电流时，必须注意对地距离和线间距离，并戴绝缘手套，穿绝缘靴。

（7）关于高压电缆电流的测量。

1）尽管从理论上讲钳形电流表是可以测量高压电流的，但在实际工作中一般不许这样做。因为钳口的绝缘或手柄的绝缘对低电压可以做到，但对高电压就难以做到了。一旦导线碰到钳口铁心，将会造成大事故，即使操作时戴上相应等级的绝缘手套及绝缘杆进行操作，也是极其危险的。因此一般情况下禁止普通电气人员使用钳形表测量高压电流。

2）特殊情况下，确需在测量高压电缆各相电流时，应由级别较高的技术人员如电气主管等进行测量，同时要求电缆头线间距离应在 300mm 以上，且绝缘良好，测量方便者，方可进行。

当有一相接地时，禁止测量。

（8）严禁带负荷转换量程，即测量过程中不许改换量程。

（9）钳形电流表使用前，应在配电室有电流的回路上进行试验，确认其处于良好的状态才能使用。在雷雨天时，禁止在室外使用。

（10）钳形电流表使用前应先检查指针是否在零位，否则应调零；钳口应保持光洁，不能有污垢油迹；使用后应擦拭干净并把量程开关打到最大位置上。

2. 绝缘电阻测试仪

（1）使用绝缘电阻表测量高压设备绝缘，应由两人进行。

（2）测量用的导线，应使用相应的绝缘导线，其端部应有绝缘套。

（3）测量绝缘电阻时，应将被测设备从各方面断开，验明无电压，确实证明设备无人工作后，方可进行。在测量中禁止他人接近被测设备。

在测量绝缘电阻前后，应将被测设备对地放电。

（4）测量线路绝缘电阻时，应取得许可并通知对侧后方可进行。

（5）有接地端子的绝缘电阻表，使用时应先接地。

（6）在有感应电压的线路上测量绝缘时，应将相关线路同时停电，方可进行。

（7）雷电时，禁止测量线路绝缘。

（8）绝缘电阻表使用时应水平放置，转速由慢到快，不得时快时慢，当达到 120r/min 时应保持稳定并可读数，一般在 30s 内读数，最长不要超过 1min。当指针指向“0”位时，说明被测试绝缘已破坏，此时应立即停止摇动绝缘电阻表，尽量避免绝缘电阻表承受电流。

（9）在带电设备附近测量绝缘电阻时，测量人员和绝缘电阻表安放位置，应选择适当，保持安全距离，以免绝缘电阻表引线或引线支持物触碰带电部分。移动引线时，应注意监护，防止工作人员触电。

7.17 安全标志牌管理

安全用电管理中，常用颜色和标志来表示用电环境和电气设备的安全状态，以提醒用电人员和现场人员逐一核对，主要有安全色和安全标志。相关国家标准为 GB 2893—2008《安全色》和 GB 2894—2008《安全标志及其使用导则》。

7.17.1 安全色及其含义

1. 安全色

（1）红色。传递禁止、停止、危险或提示消防设备、设施的信息，如急停按钮、仪表刻度盘上极限位置的刻度等。

（2）黄色。传递注意、警告的信息，如“当心触电”和“注意安全”等。

（3）蓝色。传递必须遵守规定的指令性信息，即强制执行和命令，如“必须验电”等。

（4）绿色。传递安全的提示性信息，如“在此工作”和“由此攀登”等。

2. 对比色

对比色即背景色，只有黑白两种。

（1）黑色。用于安全标志的文字、图形符号和警告标志的几何边框。

（2）白色。白色用于安全标志中红、蓝、绿的背景色，也可用于安全标志的文字和图形符号。

（3）安全色与对比色的相间条纹，相间条纹为等宽条纹，倾斜约 45°。

① 红色与白色相间条纹。表示禁止或提示消防设备、设施位置的安全标记。

② 黄色与黑色相间条纹。表示危险位置的安全标记。

③ 蓝色与白色相间条纹。表示指令的安全标记，传递必须遵守规定的信息。

④ 绿色与白色相间条纹。表示安全环境的安全标记。

7.17.2 安全标志

7.17.2.1 安全标志

用以表达特定安全信息的标志，由图形符号、安全色、几何形状（边框）或文字构成。

7.17.2.2 标志类型

安全标志分禁止标志、警告标志、指令标志和提示标志四大类型。

1. 禁止标志

禁止标志的基本形式是带斜杠的圆边框，背景色为白色，红色圆边，中间为一红色斜杠，图像用黑色。GB 2894—2008 给出了“禁止烟火”等共 40 种图形标志。

2. 警告标志

警告标志的基本型式是正三角形边框，背景色为黄色，边和图像都用黑色。GB 2894—2008 给出了“当心触电”等共 39 种图形标志。

3. 指令标志

指令标志的基本型式是圆形边框，背景色为蓝色，图像和文字都用白色。GB 2894—2008 给出了“必须戴防护眼镜”等共 16 种图形标志。

4. 提示标志

提示标志的基本型式是正方形边框，背景色为绿色，图像和文字都用白色。GB 2894—2008 给出了“紧急出口”等共 8 种图形标志。

7.17.3 电气标示牌样式

标识牌的尺寸是由观察距离决定的，如 GB 2894—2008 规定，提示标志基本形式正方形的边长 $a=0.025L$，L 为观察距离。该标准附录 A 给出了当观察距离不同时正方形边长的尺寸，有 63、100、160、250、400、630、1000mm 共 7 种规格。

常用标示牌的规格、尺寸和用途见表 7-22（也可做成正方形）。

表 7-22 常用电气标示牌式样

名　称	悬挂处	式　样		
		尺寸/(mm×mm)	颜　色	字　样
禁止合闸，有人工作！	一经合闸即可送电到施工设备的断路器（开关）和隔离开关（刀闸）操作把手上	200×160 和 80×65	白底，红色圆形斜杠，黑色禁止标志符号	黑字
禁止合闸，线路有人工作！	线路断路器（开关）和隔离开关（刀闸）把手上	200×160 和 80×65	白底，红色圆形斜杠，黑色禁止标志符号	黑字
禁止分闸！	接地开关与检修设备之间的断路器（开关）操作把手上	200×160 和 80×65	白底，红色圆形斜杠，黑色禁止标志符号	黑字
在此工作！	工作地点或检修设备上	250×250 和 80×80	衬底为绿色，中有直径 200mm 和 65mm 白圆圈	黑字，写于白圆圈中
止步，高压危险！	施工地点临近带电设备的遮栏上；室外工作地点的围栏上；禁止通行的过道上；高压试验地点；室外构架上；工作地点临近带电设备的横梁上	300×240 和 200×160	白底，黑色正三角形及标志符号，衬底为黄色	黑字
从此上下！	工作人员可以上下的铁架、爬梯上	250×250	衬底为绿色，中有直径 200mm 白圆圈	黑字，写于白圆圈中
从此进出！	室外工作地点围栏的出入口处	250×250	衬底为绿色，中有直径 200mm 白圆圈	黑体黑字，写于白圆圈中
禁止攀登，高压危险！	高压配电装置构架的爬梯上，变压器、电抗器等设备的爬梯上	500×400 和 200×160	白底，红色圆形斜杠，黑色禁止标志符号	黑字
已接地	悬挂在已接地线的隔离开关操作手柄上	240×130	绿底	黑字

注：在计算机显示屏上一经合闸即可送电到工作地点的断路器（开关）和隔离开关（刀闸）的操作把手处所设置的“禁止合闸，有人工作!”和“禁止合闸，线路有人工作!”和“禁止分闸”的标记可参照上表中有关标示牌的式样。

7.17.4 安全标志牌管理

（1）总降应根据实际需要，除表7-22列举的标志牌外，还应制作、备足其他可能用到的安全标志牌，如“小心有电”“禁止吸烟”“禁带火种”“禁止使用无线通信”“当心电缆”“禁止触碰”“禁止启动”“禁止跨越”“禁止乘入”“未经许可禁止入内”等以及写有安全距离、五防内容的固定式标志牌。

（2）室外标志牌材质应为不锈钢或铝合金。

（3）总降安全标志牌应建立统一档案，内容应包括：名称及图形符号、字色及图色、底色、尺寸、材质、安装位置、数量，同样的多个安全标志牌还应分别编号。应有纸质和电子两种档案，电子档案中标志牌应有清晰的图片。

（4）总降班长为标志牌统一管理的第一责任人。

7.18 危险品管理

（1）凡是在总降内可能危害人身安全及健康的用品统称为危险用品。总降内各类危险用品应有专人负责，妥善保管，制定使用规定。专人负责监督使用。

（2）各类可燃气体、油类应按产品存放规定的要求统一保管，定期检查，不得散存，不得存放在设备室内。除变压器油外，其他可燃物品一律不得存放于总降内。

（3）总降内备用SF_6气体应妥善保管，特别对使用过的SF_6气体更应严格收存，专人保管。

（4）对总降内废弃有毒的电力电容器要按国家环保部门有关规定保管处理。

（5）对总降内蓄电池组使用的酸类物品应有专用库房，配置室内必须有自来水或离自来水很近。

7.19 反违章管理

7.19.1 总则

（1）本管理办法所称违章是指在生产和基建过程中，违反国家法律、法规、规章、标准及集团公司颁布的制度、规程、反事故措施等不安全行为和状态。

（2）认真贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的方针，全面落实各级人员安全生产责任制，进一步规范反违章管理，预防各类责任事故的发生，切实保护员工生命与健康。

（3）反违章工作的指导思想：任何违章都是可以避免的；违章产生的原因是多方面的，反违章应以教育培训为前提，围绕预防、检查、纠正、处罚和培训五个环节建立起反违章常态工作机制。通过教育培训，提高员工的安全意识和安全素质，通过严查重处，提高员工遵章守纪的自觉性和自我保护意识，达到减少直至杜绝“三违”的目的。

（4）反违章工作的原则：反违章工作遵循“分级管理、分类处置”的原则，即反违章工作实行各级行政领导负责制，“谁主管、谁负责”，下级对上级负责；实施差别化监控，各类违章区别处置，提高反违章管理效果。

（5）违章是事故的根源，“违章就是事故”，全公司各级人员对违章应采取“零容忍”态度，全面持续开展反违章活动，对违章也应按照“四不放过”原则，找出原因、分清责任、落实防范措施，对责任人予以处罚并及时通报。

（6）反违章风险控制点：反违章类别不清，反违章执行不力，统计上报不及时、不准确。

（7）反违章是一项长期性的工作，要对违章存在的长期性、复杂性、顽固性有足够的认识，要标本兼治，各部门要建立并落实本部门的反违章工作机制。各部门在执行本“办法”的同时，应结合本部门实际制定具体实施细则，并不断补充完善。

7.19.2 违章的分类

（1）从生产活动的组织与事故直接原因的联系角度，将违章行为分为四类。

1）作业性违章：是指在生产活动过程中，不遵守国家、行业、公司以及本单位颁发的各项规定、制度及反事故措施，违反保证安全的各项规定、制度及措施的一切不安全行为。作业性违章的主体是直接作业人员和作业负责人。

2）指挥性违章：是指各级领导直至工作票签发人、工作负责人、许可人、设计施工负责人，违反国家、行业的法规、技术规程、条例和保证人身安全的安全技术措施进行劳动组织与指挥的行为。指挥性违章的主体是各级管理人员。

3）装置性违章：是指工作现场的环境、设备、设施及工器具不符合有关的安全工作规程、设计技术规程、劳动安全和工业卫生设计规程、施工现场安全规范等保证人身安全的各项规定的一切不安全状态。

4）管理性违章：是指从事生产工作的各级行政、技术管理人员，不按国家、行业、公司、本单位有关规定和反事故措施，不结合本单位、本部门实际制定有关规程、制度和措施并组织实施的行为。管理性违章的主体是负责制定和落实规程、制度的管理人员。

（2）依据违章行为的性质、发生的频数以及可能的危害程度不同，可将违章分为两类（一般、严重）、三类（一般、严重、恶性）或四类（轻微、一般、严重、恶性）。结合公司实际，将违章分为三类：

1）恶性违章：指一旦造成后果，对自身或他人人身安全造成严重威胁的行为；可能对设备造成严重损坏的违章行为；违反《安全工作规程》中“严禁……”的行为；性质恶劣的违章行为，属于碰不得的“红线”。

2）严重违章：指对自身的健康带来伤害的行为；有可能造成设备停运的行为；违反《安全工作规程》中“应……”的行为。

3）一般违章：指违反规程、制度，尚未构成恶性、严重违章的其他违章行为。

7.19.3 反违章管理制度

反电气违章管理涉及方方面面，以下这些制度不仅仅适用于电气反违章。

7.19.3.1 反作业性违章

（1）各级领导、管理人员要树立“爱护员工，保护员工”的理念，了解掌握作业性违章者的心理状态，教育员工正确认识作业性违章的危害性，提高员工遵章守纪的自觉性。

（2）按照“四不放过”要求分级建立反作业性违章档案，进行分级管理。

（3）加强安全教育培训，要通过正反两方面的安全教育，如通过举办安全讨论、安全讲座、安全演讲比赛、安全知识竞赛等进行正面教育，同时采用事故案例、违章者的说法进行形象生动的安全反面教育，提高职工的安全意识。

（4）经常发动广大员工，通过自下而上的检查、监督、考核等办法指出作业性违章的各种表现。

（5）掌握了解作业性违章者的心理状态，及时进行教育和监督。

（6）完善安全规章，做到有章可循。

（7）反作业性违章，应实行分层负责，逐级考核，一层保一层，一层考核一层，每一层都有人负责。

（8）工作负责人、联系人、监护人员、安全员负责对作业人员、操作人员违章的查禁和考核。

（9）班组长、班组技术员、安全员负责对班组人员违章的查禁和考核。

（10）部门领导、主管、安全员对本部门人员的违章进行查禁和考核，总降主管每天应到总降进行一次监督检查，并对班组长进行考核，正常情况下部门领导每周不少于3次到总降进行监督检查。

（11）生产安全部、综合办公室领导和专业人员应经常深入现场，对作业性违章进行监督检查、考核。

（12）对作业性违章各级负责人员都要承担连带责任。

（13）定期对各类作业性违章现象进行曝光，定期对本单位常见的作业性违章现象进行分析，并采取有效的遏制措施。

（14）充分利用现有科学技术条件，利用多种形式，组织员工宣传作业性违章的危害。

（15）反作业性违章要充分发挥各级人员的作用，任何人发现作业性违章行为都有立即制止的权利和义务。对严重违章者有权停止其工作，并汇报有关领导和部门处理。

7.19.3.2　反指挥性违章

（1）查禁指挥性违章，人人有责。

（2）各级领导发现下级违章指挥应立即制止。

（3）任何人接到违章指挥的命令应拒绝执行，并报告或越级上报安监部。

（4）生产安全部、综合办公室等部门要经常搜集群众对违章指挥的反映，并在每周安全例会上提出意见并监督处罚的执行情况。

7.19.3.3　反装置性违章

（1）根据装置性违章易发生的地点、环境等特征，由技术管理人员根据有关规范标准，制定出各种工作的安全措施和作业危害分析预控措施，以及安全技术劳动保护措施，使反装置性违章有章可循、有据可依，安全监督人员要严格按规范标准和技术安全措施进行监督、指导、检查、考核。

（2）反装置性违章要实行全过程管理，在设计、订货、施工、验收等阶段严格把关，杜绝新装置性违章的出现。

（3）保证国家、行业、公司及本单位颁发的技术规程、技术规范、安全规程、反事故技术措施在设计、施工及生产过程中贯彻执行。

（4）配合、监督各级施工、调试单位严格按设计图样、技术规范、工艺规范进行施工

调试；设计与现场实际或最新规程不符的要及时变更设计。

（5）生产安全部、综合办公室等对建设项目中防止人身事故、误操作事故、火灾事故和重大设备损坏事故等措施的实施情况进行监督检查，并参加验收工作。

（6）查禁装置性违章是各级专业技术人员、设备主管人和安监人员的安全职责，是深入现场巡回检查的一项重要内容。

（7）专业技术人员、设备主管人主要检查设备的状态、安全劳动保护措施是否得到正确执行，包括安全防护设施、作业现场环境、施工工器具是否满足安全技术措施的要求。

（8）各级安监人员主要履行监督职责，检查有无相应的安全技术措施，检查有关专业技术人员、设备主管人是否履行了职责，检查现场安全措施、安全防护用品、安全工器具、作业场所环境等是否符合规程要求，检查装置性违章的整改情况。

（9）装置性违章的检查与消除。

① 装置性违章的检查与消除按本单位设备缺陷管理制度执行；

② 对新增设备、设施，各级技术人员要严把质量关，杜绝新的装置性违章发生；

③ 巡回检查，定期不定期监督检查发现的装置性违章，都要以书面通知单的形式，通知设备主管人和有关部门人员；

④ 危急人身、设备安全的装置性违章，设备主管人、有关责任部门在接到整改通知单后，立即组织消除；

⑤ 设备保全部应把装置性违章列入月度工作计划或大小修、临修计划安排消除，一般性装置性违章应在月度计划中安排消除；

⑥ 对需要花费较大财力、物力或需要变更设备布置才能消除的装置性违章，由设备保全部列入年度计划予以消除，影响人身安全的也可由生产安全列入年度安措计划；

⑦ 在特殊条件下，不能满足规程要求的装置性违章，因设备结构、布置难以消除的，应采取以下措施：设备保全部提出装置性违章确实无法整改的技术论证分析报告，分管设备或电气的副总批准；针对存在的装置性违章制定相应的技术措施和管理措施，编入有关规程制度，将其列为危及人身、设备安全的“作业危害”，措施应上报公司总部，同时还应下文到各相关部门备案；

⑧ 设备保全部应每月汇总反装置性违章检查活动开展情况，在每月的安全例会上通报说明，并报生产安全部及综合办公室备案。

7.19.3.4　反管理性违章

（1）查禁管理性违章，安全生产保障体系、安全监督体系人人有责，并各尽其职。

（2）查禁管理性违章，应建立以分管生产副总为首的生产技术管理体系，明确管理岗位和责任，并检查每个管理岗位工作质量。制定管理岗位的各种标准和管理制度，按标准要求安排管理工作，完善管理岗位的考核制度。

（3）制定管理岗位的工作标准和管理制度，按标准要求安排管理工作。完善管理岗位的考核制度。

（4）各级人员发现违章指挥时，必须立即制止。

（5）管理性违章现象被查处后，应及时责令相关人员进行整改消除。

（6）设备保全部、生产安全部、生产车间（分厂）在日常工作中要把检查拟定的安全技术措施和反装置性违章的措施列为一项重要内容。

（7）综合办公室等部门要经常搜集群众对管理性违章的反映，并在安全例会上提出意见并监督处罚的执行情况。

7.19.3.5　反违章表彰、奖励及处罚

按照公司《反违章管理办法》对发现、制止、举报、抵制违章的人员要给予奖励甚至重奖；对违章人员根据违章分类进行处罚，对于电气恶劣性违章一律按规定上限从重处罚。

7.19.4　常见违章行为举例

总降运行、检修、改扩建中常见的违章行为分类列举如下。

7.19.4.1　恶性违章

构成恶性违章行为包括但不限于以下条款。

1）违反公司《反违章工作重点要求》中的“七个必须到位”中任意一条。

2）发布违反有关安全生产法令、法规和规章制度的命令，违章指挥工作。

3）不具备资格的人员从事特种作业，如运行人员未取得进网作业许可证等。

4）未进行安全教育或《安规》考试不合格进入现场工作。

5）违反职业禁忌症的有关规定，安排不符合身体健康要求的人员强行上岗。

6）制定的安全措施未认真贯彻执行，或擅自变更安全措施。

7）在进行重大、危险工作前未编制安全措施或安全措施未经技术人员、安监人员和相关领导审查即开始工作者。

8）无票作业者。

9）重大起重、运输作业、受限空间、高处及带电等危险性较强的特殊作业项目，无组织措施、无技术措施、无安全措施，无作业指导书和危险点分析，未确定现场安全监护人。

10）工作项目无安全措施或未对作业人员交底，工作负责人就组织开工。

11）工作负责人擅自更改经批准的技术措施，或擅自更改安全措施或工作票、操作票、危险点分析卡和作业指导书，擅自扩大工作范围。

12）不服从安全监察人员监督管理者；漫骂、甚至殴打监督管理人员。

13）派不具备安全资格的人员上岗，不考虑职工的工种与技术等级进行分工。

14）对已发生的人身伤亡事故，未组织制订防范措施，致使同类事故重复发生。

15）在易燃、易爆区周围未填写动火工作票，工作负责人就组织动火工作。

16）外包单位私自转包或分包工程。

17）不按“安规”及《工作票管理制度》要求填写、签发、批准工作票、操作票、特殊作业票、动火工作票，或填写、签发的工作票、操作票、特殊作业票、动火工作票存在严重问题的。

18）工作负责人未认真履行监护职责，致使工作人员失去监护或监护不到位。

19）办理操作票时默认代签名，或无操作票操作。

20）转动设备检修结束后，工作票未收回就送电试转。

21）未查明工作票是否交回及是否具备送电条件即送电，停、送电没有手续。

22）监护人不具备资质，未经考试合格而担任工作监护人。

23）变更或增设安全措施，未填用新的工作票，并重新履行工作认可手续者。

24）扩大工作范围或超出工作票所列范围，工作负责人未重新办票或经工作签发人、

许可人同意而工作者。

25）工作未结束而提前撤除安全措施者。

26）擅自变更操作票操作顺序或跳项、漏项操作。

27）同时持两份操作票，交叉操作。

28）专职监护人不履行监护职责，参与操作。

29）未经领导批准而解除闭锁操作者，或未执行万能钥匙管理规定，随意使用万能钥匙操作。

30）合接地开关或装设接地线前不验电，装设的接地线不符合《安规》要求。

31）未按规定先验电即挂地线，或不按规定挂地线即进行作业者。装设、拆除接地线未使用绝缘棒或戴绝缘手套，或装设、拆除接地线顺序不符合《安规》要求者。

32）约时停、送电者。

33）倒闸操作未戴绝缘手套及雷电时倒闸操作。

34）未使用相应电压等级的专用验电器，或使用非接触式方法进行验电者。

35）高压验电或电气倒闸操作不戴绝缘手套，雨天操作室外高压设备不穿绝缘靴。

36）不经批准随意解除防误措施或保护装置。

37）高处作业不穿戴或不能正确戴安全带。防坠落、防落物的安全防范措施不到位即开始进行高处作业者。

38）使用未经检验合格，无安全保障的特种设备者。

39）酗酒或酒后上班者。

40）在禁止吸烟的区域、场所吸烟者。

41）没有按实际情况和季节特点制定包括防火、防大风、防汛、防冻、防暑、防雷、防雨、防雾等安全措施或管理办法。

42）采购和使用无生产厂家、许可证编号、生产日期及国家鉴定合格证书的安全用具。

43）没有定期对安全帽、安全带、安全绳（速差自控器、安全自锁器）等安全用具进行检验和更新，无记录、报告。

44）没有定期对验电器、接地线、绝缘杆、核相器、绝缘罩、绝缘隔板、绝缘靴、绝缘手套等安全工器具进行检验和更新，无记录、报告。

45）没接到停电通知并许可后，现场负责人擅自安排人员验电、挂接地线。

46）没有按规定顺序逐相验电和挂、拆接地线，有可能送电到停电线路的分支线没有挂工作接地线。

47）人员验电和挂、拆接地线时没有戴绝缘手套，没有设专人监护。

48）重新挂工作接地线时，不按规定履行验电程序。

49）停电线路或电气设备上的工作接地线拆除后或工作票结束后，施工负责人还安排人员在线路或设备上工作。

50）遇有电气设备火情或人员触电时，不先切断电源慌忙进行抢救。

51）特殊时段及重复发生的严重违章。

7.19.4.2　严重违章

构成严重违章行为包括但不限于以下条款。

1）进入生产现场不戴或不能正确佩戴安全帽。

2）默认工人违章作业、冒险作业。

3）现场安全设施不全或信号、标志、用具和个人防护用品不齐全允许工作。

4）设备带病运行、超负荷运行，而没有相应的技术措施或安全保障措施。

5）进行危险性作业未安排专人进行现场安全管理，以及监督、指导安全措施的落实。

6）擅自变动、拆除、挪用或停用安全装置和设施、标志。随意将现场安全设施挪动或移作他用者。

7）未按《安规》要求正确佩戴和使用安全工器具和个人防护用品。安全防护用品、用具配备不全、数量不足、质量不良。

8）安全设备、设施不规范、齐全或者不符合国家和行业标准。安全防护装置不全、有缺陷或不符合规程规定。

9）特殊作业不按规定使用防护用品，不穿合适的工作服，不戴护目镜、耳塞。

10）随意增补和更换工种，在上岗前未组织进行安全教育和考试。

11）安排工作方法、工作程序不当，以致工作中危及工人的生命安全和身体健康。

12）外包施工人员冒名顶替，不经公司审查批准临时更换施工人员。

13）外包安全第一责任者不到位。

14）进入生产现场穿拖鞋、凉鞋、高跟鞋、带钉的鞋者。

15）进入生产现场未穿工作服或工作服不符合《安规》要求。

16）擅自穿越安全警戒区，视红、白带、安全防护栏为无物。

17）未按要求定期组织安全例会，未定期组织安全活动。

18）工作票到期未及时办理延期或终结手续者，或多次延期。

19）作业危害分析不认真、不全面、不深入；作业危害分析卡票面错漏较多；未将作业危害各项防范措施执行到位。

20）未到现场检查验收设备，而办理工作票终结手续者。

21）工作票超期未办理延期手续，继续工作者。

22）操作票上无危险点分析与预控措施或危险点分析及预控措施与要进行的操作内容不符。

23）在填写操作票时涂改，电气设备不按规定使用双重名称。

24）电气几个操作项目合写在一张操作票上，不分别填写。

25）未执行唱票、复诵、比划操作而操作设备者。

26）装、拆接地线不登记，或不记录者。

27）设备不按规定时间进行定期切换、试验。

28）让单人从事带电工作。

29）运行人员不带操作票或工作票到现场执行安全措施或工作票安全措施执行不到位。

30）无人监护且未采取安全措施的情况下，单独进入受限空间进行检修作业。

31）操作高压电气设备时操作人、监护人未戴防护面罩。

32）临时电源无漏电保护装置，电源线破损，无防压、防砸措施。

33）使用的手持电动工具（电钻、电锤、磨光机、砂轮机等）或建筑电动机械（潜水泵、打夯机、磨石机、无齿锯、木工机械等）未使用漏电保护器。

34）电气设备未接地线或接地线虚接，有严重隐患。

35）电气设备电线破损。

36）使用其他金属丝代替熔丝或使用没有达到规范要求的熔丝。

37）电气设备未良好接地；Ⅰ类电动工具没有装设漏电保护器，做到一机一闸一保护或使用失灵的漏电保护装置者。

38）电动工器具、电气绝缘工具未按规定定期检验。

39）电源接线不规范；用电线路和电气设备绝缘不够良好，布线不整齐；电源刀闸、插头、插座破损或无盖；设备裸露带电部分无可靠防护者。

40）未经电源管理部门允许，擅自搭接电源。

41）电焊机变压器没有完整金属外壳或金属外壳没有接地；电焊机变压器一次侧电源引线未按规定进行保护接零；将厂房钢结构、管道、格栅板或其他金属物品等作为电焊二次线。下班前未将电焊机、卷线轴和电气工具停电者。

42）断路器、刀闸没有装在密闭箱匣内，直接放在地面上移动使用；在露天和潮湿的地方使用木制的电源箱；开关柜或配电箱未加锁且未设置警告标志；开关柜或配电箱配线无良好绝缘，排列杂乱；导线压接不牢固；盘面操作部位有带电体明露；将电线直接钩挂在刀闸上或直接插入插座内使用者。

43）电源线路直接绑挂在金属构件上或架设在脚手架上；利用管道作为接地装置的自然接地体。

44）在金属容器内使用电压超过 12V 电动工具；将装有漏电保护器的卷线轴、电源箱带进燃烧室、电除尘器、空气预热器和其他金属容器内者。

45）行灯电压超过 36V，在特别潮湿或周围均属金属导体的地方工作时，行灯电压超过 12V；将行灯变压器放在锅筒、燃烧室及凝汽器内；携带式行灯变压器高低压侧没有按规定使用插头插座；行灯变压器的外壳没有良好的接地线。

46）在金属容器或坑井内工作时，金属容器无可靠接地，或将行灯变压器带入金属容器或井坑内。

47）电气侧绝缘、挂接地线操作未戴绝缘手套，在户外操作电气带电设备未穿绝缘鞋。

48）在带电设备周围用钢卷尺、皮尺进行测量工作。

49）防止电气误操作装置不全，有缺陷不能正常投入运行或不符合规定要求。

50）在照明回路上接电焊机或其他电源。

51）使用电钻等电气工具没戴绝缘手套。

52）布放在地面上的行灯照明、电动工具等电源线使用普通塑料硬导线。

53）电气设备附近未配备适用于扑灭电气火灾的消防器材者。

54）流动电源箱未配漏电保安器。

55）在金属容器内施焊时，容器外未设专人监护。

56）电焊机外壳无接地保护。

57）焊把或电焊机二次线绝缘不良，有破损。

58）流动电源箱盘至固定配电盘之间电源线长度大于 40m。

59）使用钳形电流表测电流时未戴绝缘手套。

60）在电源盘、电缆周围 2m 范围内进行焊、割等高温作业，没有采取相应的安全

措施。

61）电焊机二次接头铜芯裸露，未包扎绝缘。

62）电源线、电焊线等线路布设杂乱。

63）现场的临时照明线路不固定，未经常检查、维修。高度低于2.5m时无保护罩。

64）照明灯的金属支架不稳固，未采用接地或接零保护或支架带电移动者。

65）照明线拉设杂乱，不符合《安规》要求；照明线未固定在绝缘子上，距建筑物安全距离小于2.5cm；穿墙电线未套绝缘套管；管、槽内电线有接头者。

66）高处作业人员应衣着灵便、衣袖、裤脚应扎紧，穿软底鞋，在高处作业中工作人员着装不符合《安规》要求者。

67）在高处作业区域随便通知或逗留者。

68）高处作业地点下部无围栏或装设其他保护装置者。

69）脚手架上乱拉电线者。

70）检修中拆移设备或移开沟盖板，使地面出现孔洞时，未设遮栏、不加盖板，无警告标志者。

71）现场未备有必要的消防器材，消防器材数量不充足且未进行定期检查和试验者；随意将消防器材随意挪动或移作他用者。

72）未经批准在易燃易爆物品周围、带压设备、带电设备上进行焊接，且未采取切实可行的安全措施者。

73）氧气瓶、乙炔气瓶在存储、搬运、使用中违反《安规》规定要求者，如：氧气瓶、乙炔气瓶没有固定好或放倒在地使用以及乙炔气瓶卧放搬运；使用时，氧气瓶与乙炔气瓶相隔距离不到8m；露天安设的气瓶没有应用帐篷或轻便的板棚遮挡阳光曝晒等。

74）易燃、易爆区域未使用防爆电器。

75）现场消防通道不畅通。

76）焊接、切割工作前未清理周围的易燃物，工作结束后未检查清理遗留物，留下火种。

77）随意损坏消防器材或挪作他用。

78）随意堵塞消防通道或取用消防水。

79）易燃、易爆区、重点防火区，防火设施不全、失检、漏检或防火措施不符合规定要求。

80）易燃、易爆区、重点防火区，消防器材配备不齐，不符合消防规程的要求，无警示标志。

81）特殊时段及重复发生的一般违章。

82）接地线没有使用专用夹具或夹具损坏，用缠绕法连接。

83）人员在处理潜水泵堵塞等电动设备故障时，事先没有切断潜水泵电源。

7.19.4.3　一般违章

构成一般违章行为包括但不限于以下条款。

1）无视安监部门、安监人员的整改通知要求，不按时消除隐患、问题和违章行为。

2）发生两类违章及以上不安全情况，弄虚作假，隐瞒不报。

3）值班记录本记录马虎、不全，字迹看不清。

4）现场未备有装设擦拭材料（抹布和棉纱头）的专用箱柜，用过的擦拭材料乱放乱扔者。

5）对地面上和设备上的漏油及油迹，没有及时清除和拭净。

6）工作场所照明不充足。

7）进入厂内不配戴“工作证”或将“工作证”转借他人。

8）检修工器具、施工机械无安全操作规程。

9）使用前未对机具进行必要的检查，使用变形、破损、有故障机具者。

10）不按机具的铭牌规定使用机具。

11）与工作无关人员在工作或禁止通行区域，随意进入或通行者。

12）在检修或施工现场睡觉者。

13）工作人员未经有关部门允许，随意将他人或与生产无关人员带入现场者。

14）无成品保护的意识，作业中损坏现场设备者。

15）在现场墙壁、设备和设施上乱涂乱写。

16）工器具、拆下的零件、保温、设备在现场随意堆放，造成现场环境杂乱者。

17）总降内部及围墙外不卫生区域环境脏乱，地面有烟头、杂物等。物料未在指定地点堆放整齐，影响交通和设备运行维护者。

18）工作结束后，未做到工完、料尽、场地清者。

19）不按规定使用个人劳动安全卫生防护用品，情节轻微未构成两类违章者。

20）攀、坐、站、靠、行位置姿态，不符合安全规定。

21）在工作中不遵守劳动纪律，从事与工作无关的活动，情节轻微未构成两类违章者。

22）现场的安全设施不符合规程要求。

23）环境不良如粉尘、噪声较大者。

24）其他未构成恶性、严重类违章的行为。

7.19.5 总降常见电气习惯性违章行为管理

（1）实际工作中，人们由于怕麻烦、图省事、侥幸心理或重视不够（如见别人都那样做也没出什么事自己也就跟着那样做）、电气安全知识不够等原因，经常出现违反安全要求的行为，时间长了，就变成了习惯性违章行为。习惯成自然，这是极其危险的！不论是领导或是普通电气工作人员，在实际工作中必须随时随地纠正和克服这些习惯性违章作业行为，这是日常工作报考培训工作的重点内容之一。

（2）管理人员反习惯性违章不力，对习惯性违章行为视而不见，见而不管，管而不严。这是造成习惯性违章不能从根本杜绝的关键。管理人员（包括专业管理人员）怕得罪人，不敢抓，不敢管，更不敢考核。发现违章行为不制止，不纠正，不处罚，其实质是对违章作业的认同、包庇和纵容，是对职工的生命安全极端的不负责任，更是严重的失职行为。

（3）总降常见的电气习惯性违章行为。

为突出重点，现将公司总降运行及检修时常见的电气习惯性违章行为列入表7-23，检查发现后应按严重或恶性违章行为进行处罚。

表 7-23　电气作业习惯性违章的表现形式

序号	表 现 形 式
1	运行人员上班不穿绝缘鞋
2	总降操作不办理工作票、没有操作票
3	分厂急于送电，让总降人员先操作、后补工作票，或边操作、边办票，随意涂改工作票及操作票，或分厂领导仅凭电话联系而无工作票通知送电
4	总降检修时认为人员都在总降院内，室内室外也很近，所以擅自扩大工作范围，超出工作票上规定的工作范围工作
5	非单人值班，变电所倒闸操作单人进行
6	倒闸操作不带票、不唱票、不复诵，不认真校对设备，倒闸操作任务结束后一次性勾代替核对
7	现场工作负责人、监护人到位，负责人临时离开现场，未临时委托能胜任人员代替且未通知全体工作人员
8	在后台控制计算机上安插外来光盘、U 盘、移动硬盘等，并利用该计算机观看外来东西。在总降内使用计算机、手机或游戏机听音乐、看影视作品或玩游戏，做与工作无关的事情，不论这些东西是个人的还是公司的，也不论是否在上班时间
9	值班时睡觉
10	值班人员不认真执行变电所保卫制度，对进出人员不登记，管理形同虚设，导致无关人员随意进入
11	装、拆接地线均不使用绝缘棒和戴绝缘手套
12	验电不戴绝缘手套、不穿绝缘靴
13	手工合 10kV 开关柜地刀不戴绝缘手套、不穿绝缘靴
14	带电断开或接续空载线路时不戴护目镜
15	在室外地面高压设备上工作时四周不设围栏
16	移开或越过遮拦进行工作
17	带负荷隔离开关
18	进出高压室时，不随手将门锁好。结果有小动物进入，导致弧光短路事故
19	雷雨天气不穿绝缘靴，巡视室外高压设备
20	与带电部位安全距离小
21	不采取安全措施，在带电线路下方穿越放线
22	约时停用或恢复合闸
23	随意拆除电气设备接地装置，认为电气设备绝缘没有损坏，不使用接地装置也不会触电
24	擅自进入总降干私话
25	带电部位不设明显警告标志
26	操作 GIS 时，现场人员坐在 GIS 外壳上或在上面行走
27	故障停电特别是有领导在场时，为了抢时间不按规程作业，如随意解锁五防装置、不验电、不装设接地线等
28	让雇佣的临时工、民工、油漆工等自由出入总降施工，而未按有关规定履行手续，且又无人监护
29	检修时工作班成员未撤离工作现场甚至还在工作，就提前办理工作终结手续
30	使用电动工具时不戴绝缘手套
31	检修时进入作业现场不正确佩戴安全帽；虽然戴上安全全帽，确不系好帽绳；把安全帽当成小凳子坐
32	在总降院内种菜及其他农作物
33	在总降内吃饭，将剩余的饭菜放入内部垃圾桶内而不及时清理，易招致老鼠等小动物
34	住在厂内生活区或厂区附近的家属给总降值班人员送饭，进入总降院内并长期停留
35	总降女工值中班或夜班时，家属陪伴值班或进入总降等待接其下班

7.19.6 建立违章库

企业可以根据自己单位的实际情况，由设备保全部牵头，生产安全部配合，将违章按作业性、指挥性、管理性、装置性分类，建立总降的基本违章库，定期组织总降人员学习研讨并逐步修改完善。要注意尽可能地让总降人员都参与到建库的工作中来，建库的过程本身就是一个学习的过程。对提出增补、修改内容较多的人员要给予奖励。

7.20 安全文件管理及安全活动

（1）总降班长在接到安全生产文件、通报后，应立即组织学习，传达到每位职工。对与本站有关的事故，结合实际情况与总降主管一起制订相应的措施并具体落实。

（2）安全资料的管理应有效地指导变电站安全管理，进行规范化管理。

（3）对于总降发生故障的分析处理的相关文件，由所长（总降主管）负责组织全体人员学习；对于总降发生的事故分析处理的相关文件，设备保全部领导负责组织全体人员学习，制定相应的措施并具体落实。

（4）安全学习内容：集团总部、公司及设备保全部相关安全制度、文件等，除此之外还加强国家相关法规的学习，如《中华人民共和国安全生产法》（2014 年修订）、《生产安全事故报告和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令第 493 号，2007 年 4 月）、《电力安全事故应急处置和调查处理条例》（中华人民共和国国务院令第 599 号，2011 年 7 月）。

（5）总降的安全活动每月不得少于一次，可全班或分值进行，由班长组织。

（6）安全活动在学习、传达上级安全通报、文件等时，应结合总降实际，举一反三，吸取教训，同时总结一周来的安全生产情况，对照安全规程查找习惯性违章和不安全因素，并制订有效的防范措施。

（7）每次安全活动应认真填写记录，记录活动日期、主持人、参加人和活动内容。对学习内容讨论情况、事故教训及建议和措施应详细记录，不得记录与安全生产无关的内容，不得事后补记。

（8）有关人员应定期检查“安全活动记录”的填写情况，对运行人员提出的建议和措施做出反馈，审查后签名。

第8章　运行管理

8.1　变电所值班人员应具备的基本条件

（1）身体健康，经医师鉴定，无妨碍工作的病症（体格检查每两年至少一次）。

（2）具备必要的电气知识和业务技能，且按其职务和工作性质，熟悉国家的有关规程及总降相关制度规程，并经上级供电部门考试合格，取得进网操作许可证。

（3）具备必要的安全生产知识，必须会触电急救法、电气防火和救火方法，特别要学会触电急救。

（4）熟悉所管范围内电气设备性能，一、二次接线图，并能熟练地进行操作与事故紧急处理。

8.2　值班制度

（1）变电站的值班人员，如因倒闸操作、设备维护工作，可以短时全部离开主控制室，但必须有可靠措施，即在任何时候均能听到事故或异常运行的音响信号和调度电话铃声。向调度汇报，必须准确无误。如有条件，事故处理和操作的调度联系，还应录音。

（2）值班时间应遵守劳动纪律，坚守工作岗位，在值班时间内不得喝酒，不得睡觉，不得擅自离开（除买饭、去卫生间外）工作岗位，不得进行与值班无关的工作及活动，不得占用调度电话办理（或联系）与值班无关的事。

（3）当班值班人员应穿工作服，佩戴值班标志，衣着整齐，不允许穿高跟鞋、拖鞋及裙子。进行电气工作或在电气设备附近进行维护工作（包括倒闸操作），禁止穿化纤制作的服装。

（4）脱离值班工作三个月及以上的人员，必须熟悉设备、系统及有关规程制度，进行考核后，由设备保全部确定能否正式参加值班工作；对脱离值班工作不满三个月的人员，经熟悉设备及其系统后，即可正式恢复工作。

（5）在值班时间内必须做好保卫、保密及安全生产工作。

（6）任何非当值值班员进入变电站，必须遵守门卫制度。

（7）认真执行“两票四制”（工作票、操作票、交接班制度、巡回检查制度、卫生制度、保卫制度），精心操作，认真做好交接班、巡回检查和记录工作。

（8）精神不正常的人员严禁进入变电站，不准带小孩进入变电站。

（9）严禁在后台控制计算机上安插外来光盘、U 盘、移动硬盘等，并严禁利用该计算机观看任何外来东西。总降内不得使用计算机、手机或游戏机听音乐、看影视作品或玩游戏，不得做与工作无关的事情，不论这些东西是个人的还是公司的，也不论是否在上班时间。

（10）不得利用总降空地种植蔬菜及其他农作物。

8.3 交接班制度

8.3.1 交接班流程

交接班流程见图8-1。

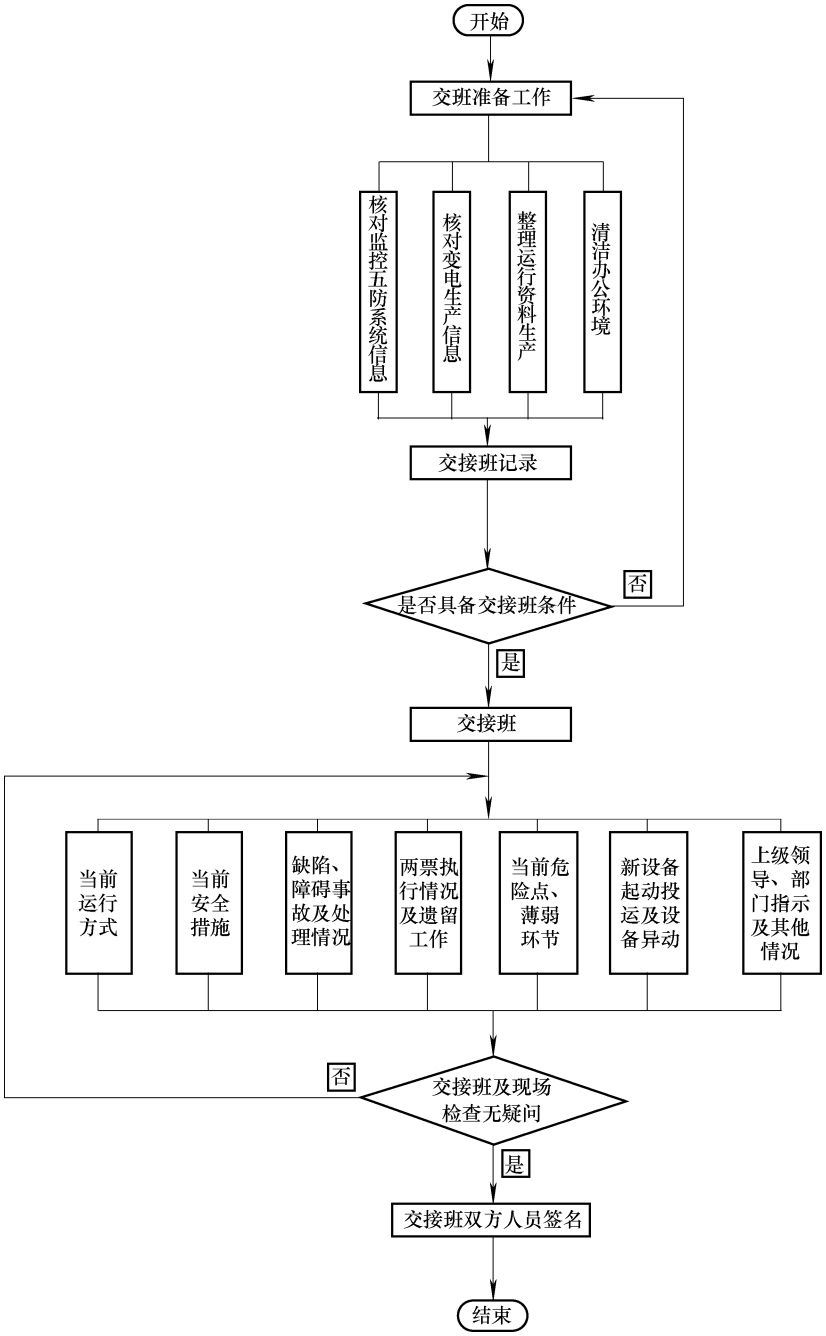


图 8-1 总降交接班流程框图

8.3.2 交班准备工作

1. 核对监控及五防系统信息

1）监控系统（电气主接线模拟图）设备状态与现场实际一致；

2）监控系统的通信状况；

3）五防系统信息与现场实际电气主接线、设备运行状态一致；

4）五防机与监控机通信正常。

2. 核对当值期间变电生产信息

1）电气操作执行情况；

2）设备检修、维护及改扩建等工作情况；

3）当前安全措施的布置情况；

4）缺陷、障碍、事故及处理情况；

5）新设备启动投运及设备异动情况；

6）上级领导及部门指示。

3. 整理运行资料

1）已执行、未执行及作废的操作票；

2）已终结工作票、工作终结的工作票，已开工未终结工作票，未许可工作票；

3）保护定值通知书、图纸、图表、投运方案、技术资料、记录本等相关文件；

4）整理并定置摆放安全工器具、仪器仪表、常用工具、钥匙、备品备件等生产用品，清洁办公环境。

8.3.3 交接班记录

应准确、全面填写当前设备状态及本值期间的工作情况，主要包含以下内容。

1）一次设备运行方式。

2）二次设备运行状态，继电保护、安稳装置动作及变更情况。

3）站用电系统、直流系统、主变冷却系统运行状态。

4）当前安全措施布置情况（如检修中所使用的接地线和接地开关的数量、位置、名称和编号等）。

5）预告的操作任务。

6）未终结、未许可的工作票。

7）缺陷及处理情况。

8）故障、事故及处理情况。

9）当前危险点及预案。

10）新设备启动投运及设备异动情况。

11）当值最大负荷及需要特别注意的事项。

12）当值限电情况。

13）工具、安全用具、接地线、备品、钥匙、图纸资料、消防器材等状况（使用、借出、完好情况等）。

14）上级领导、部门指示及其他情况。

15）卫生状况。

8.3.4 交接班条件

（1）同时满足下列条件，方可进行交接班。

1）交接班双方均到达主控室。

2）电气操作指令执行完毕。

3）无正在办理许可手续的工作（票）。

4）事故处理完毕或告一段落（在交接班过程中发生事故或电网有紧急操作时，应立即停止交接班，由交班人员进行处理或操作，接班人员可在交班负责人的指挥下协助工作）。

5）工器具等符合要求。

6）卫生符合要求。

7）值班记录符合要求。

8）接班人员状态正常。

9）交接班双方负责人均同意。

（2）有下列情况之一者，不准进行交接班，并立即汇总降班长。

1）事故处理时。

2）执行重要倒闸操作时。

3）交接班人未经正式办理交接班手续就擅自动离开岗位者。

4）工器具等记录与实际不符且记录不清者。

5）值班记录不符合要求者。

6）卫生不符合要求。

7）异常情况口头没有讲清楚者。

8）喝酒或精神不正常者。

9）接班人员未到，交班人员不得离去。

8.3.5 交接班

（1）接班人员应提前 20min 到达现场，详细了解情况后开始交接班。

（2）交接班过程中必须做到：严格、认真、注意力集中，严禁信任交接班。

（3）交班负责人对交接班内容的完整性、正确性负责。

（4）交接班内容以交接班记录为主，重点交接对人身、电网和设备安全有较大影响的事项。

（5）现场检查。

现场检查由接班人负责，必要时可要求交班人员参加，重点检查现场情况是否与交接班记录相符。主要内容包括：

1）一次设备、站用电系统、直流系统的运行方式。

2）主变的档位、冷却系统的实际运行情况。

3）继电保护、安全自动装置的实际运行情况。

4）未执行操作票，未终结、未许可工作票，投运方案、技术资料等。

5）声、光信号试验。

6）缺陷、危险点是否有进一步扩展的趋势，是否有其他新的设备缺陷和异常。

7）通信、录音设备、正常照明、事故照明、通风设施情况。

8）施工现场及安全措施未拆除的工作现场，站内安全措施的具体布置情况。

9）工器具室器具完好、数量相符、定置摆放。

（6）接班人员若对交接班内容发生疑问，由交班负责人解答。

8.3.6 交接班结束

（1）交接班双方人员签名后，交接班结束。

（2）交接班期间，交班人员对变电站安全运行承担安全责任；交接班完成后，接班人员即为当班人员，对变电站安全运行承担安全责任。

8.4 卫生制度

（1）每班在下班前应做好清洁卫生工作，做到窗明几净，文明生产。

（2）地面卫生：正常情况下值白班（8：00－16：00）人员每天打扫卫生一次，特殊情况另行通知。要求如下：

1）窗台用抹布。

2）室内地面用拖把（用水涮净后拧干）。

3）总降院内路面用笤帚或扫帚。

4）总降院内除已硬化地面以外的绿地捡拾垃圾杂物。

5）总降周围（围墙与四周水泥地面之间空地或公司划分的卫生区域）捡拾垃圾杂物。

（3）窗户玻璃：每周一值白班（8：00－16：00）人员擦一次。

（4）室内继保柜、电容柜、10kV 开关柜，每周二在有人监护时用干抹布擦一遍。

（5）所容所貌。

1）所内环境应整洁，场地平整，道路畅通。设备区无杂草、无垃圾、无积水。

2）所内工作场所，设备、材料均应放置整齐有序，工作完成之后，工作人员应及时清理现场。

3）室内物品应摆放有序，门窗应完整。设备厂房无漏雨，墙壁、屋顶干净，地面整洁。

4）所内水管应无跑、冒、漏水现象，一旦发现要及时修复。

5）电缆沟内电缆排列整齐，并至少半年检查一次，做到无杂物、无堵塞、无积水、无积油。电缆沟盖板、绝缘垫应齐全完整，放置整齐。

6）变电所照明、围墙、大门应完好。

7）变电所照明照度应符合有关规程要求。室外灯具应防雨、防潮、安全可靠、节能环保、易于维护、寿命长质量好，满足变电所夜间巡视、操作、检修等要求。

8）安全用具、仪表、常用工具、备品备件、钥匙等应保持清洁，并整齐地放在专用的工具柜内，工具柜应放在使用时取之方便的固定地点。

9）总降内严禁堆放杂物，控制室、开关室不准存留食物，以免遭受鼠害。

10）微机屏、操作台保持清洁，操作台上不得摆放杂物。现场技术资料、专用记录簿

和悬挂的图表应保持清洁整齐。

11）所内应配备存放各类技术资料、图纸的专用室（柜），室（柜）内摆放整齐，标志醒目齐全。

12）所内应有卫生专责分工，做到分工明确，各负其责。

8.5 巡回检查制度

（1）巡视检查分为定期巡视和非定期巡视，其中非定期巡视包括故障巡视、特殊巡视等。

（2）值班人员必须认真巡查设备，对发现的异常情况要做到认真分析、及时处理、做好记录，并向相关领导汇报。

（3）巡查应按本变电所规定的时间和线路进行。

（4）正常巡视项目要求每班至少一次。值班人员巡查时，应带上巡视记录本逐项检查、记录，不应走马观花看一遍后再填写。

（5）当遇有以下特殊情况时必须增加巡查次数或进行特殊巡视。

1）大风天气；

2）雷雨天气；

3）大雾天气；

4）大雪天气；

5）冰雹；

6）冻雨；

7）设备新投运或大修后；

8）负荷参数接近设备额定参数时。

（6）雷雨时一般不宜巡查室外配电装置。如必须巡视，应穿绝缘靴，并不得靠近避雷器、避雷针及接地引线（对避雷针应保持距离5m以上）。

（7）巡视路线。

根据公司总降道路及设备安装情况，要求按以下顺序巡视：2#GIS →PT→总进线 GIS→1#GIS→1#主变→2#主变→ 10kV 高压柜室→10kV 电容器柜室→后台计算机室→综保屏柜室。

8.6 电费管理制度

大型用电企业每月用电量在几百万、几千万甚至几亿千瓦时，电费金额巨大，因此电费管理是设备保全部电气管理的一项极其重要的内容。

8.6.1 电费支付与统计

（1）电费支付及发票索取由设备保全部总降主管负责，并按以下流程办理。

① 取得电费通知单（或称模拟发票）→②复印一份并将复印件保存→③按公司制度办理好相关审批手续交财务部→④跟踪督促付款完毕→⑤跟踪电力公司并取得电费发票→⑥按

8.6.1（2）条款要求进行统计审核，并将表格 8-1 打印一份交设备保全部电气经理审阅，同意后→⑦复印发票并将原件交财务部，复印件存档。

（2）电费统计审核（见表 8-1）。

表 8-1　电费统计与审核表格　　20××年

月份	通知单电费 a	通知单电量 b	平均电价 c	不含税电价 d	峰电电量 e	峰电电费 f	平电电量 g	平电电费 h	谷电电量 i	谷电电费 j	电量差 k	电费差 m	功率因数电费 n	功率因数 p	谷电利用率 q	发电并网
1																
2																
3																
4																
5																
6																
7																
8																
9																
10																
11																
12																
累计	r	s	t													
备注																

说明：1）$c=a/b$；2）$d=c/1.17$；3）e、f、g、h、i、j 数据来自发票，也可根据相应电价乘以电量等于电费进行验算（一般不用验算）；4）$k=b-e-g-i$ 正常应为 0，否则错误；5）m = 各种附加费用（发票清单上应有）+n（若奖励，发票上应显示为负值，否则为正值）+变压器基本电费；6）应对发票给出的功率因数进行核算（见 8.6.4.4 节）；7）$q=i/b$；8）$t=r/s$。

如果发现电价有变动，应立即向供电公司问明情况并索取相关纸质文件备案，同时按公司内部制度向相关领导及部门通报。

8.6.2　电量抄录及对表

（1）每月 25 日上午 9：00 对总降三块多功能电能表：110kV 总电能表、1#、2#主变高压侧电能表抄录，包括总有功电量、总无功电量、峰平谷各时段有功及无功电量、分相有功电量、最大需量，以便与供电公司比对（时间与供电公司一致）和内部电能平衡计算。

（2）每月 1 日凌晨 0：00 对所有 10kV 配电柜多功能数显表的有功电度抄录，以便电能统计分析。

（3）以上两个时间的抄表必须及时、准确，核对无误；抄表期间一般情况下不得中断做其他工作。每月 1 日值零点班人员将以上两个时间所抄的按固定格式填写一遍，交接班之后交保全部总降主管。

（4）计量表不正常时应立即汇报并及时更换，更换后，必须立即抄录新旧电能表的示

数，并做好工作记录。

（5）由于本公司收费计量电表安装于供电公司220kV变电站且每月25日上午9：00自动抄表，而公司总降110kV侧三块电能表（多功能、多费率），均为0.2S级，与收费电表同厂家、同型号。每月抄表如果双方差值超过0.2%或超过国家标准GB/T 17215.322—2008《交流电测量设备　特殊要求　第22部分：静止式有功电能表》（0.2S级和0.5S级），应由设备保全部领导向供电公司反映，必要时可让供电公司计量部门先对总降电能表校验，如果校验合格后双方差值还大或经校验总降电能表没问题而计量回路也没问题，应要求供电公司查找原因，必要时更换或校验其电能表。

8.6.3　主变压器报停节约基本电费

为节约变压器基本电费，根据淡季生产安排及大修情况，如果时间允许，可将两台主变压器报停一台，通过10kV分段柜将停运主变压器的检修用负荷带起来，但应注意《供电营业规则》第二十三、二十四条的规定：

第二十三条

5. 减容期满后的用户以及新装、增容用户，二年内不得申办减容或暂停。如确需继续办理减容或暂停的，减少或暂停部分容量的基本电费应按百分之五十计算收取。

第二十四条　用户暂停，须在五天前向供电企业提出申请。供电企业应按下列规定办理：

1. 用户在每一日历年内，可申请全部（含不通过受电变压器的高压电动机）或部分用电容量的暂时停止用电两次，每次不得少于十五天，一年累计暂停时间不得超过六个月。季节性用电或国家另有规定的用户，累计暂停时间可以另议。

3. 暂停期满或每一日历年内累计暂停用电时间超过六个月者，不论用户是否申请恢复用电，供电企业须从期满之日起，按合同约定的容量计收其基本电费。

5. 按最大需量计收基本电费的用户，申请暂停用电必须是全部容量（含不通过受电变压器的高压电动机）的暂停，并遵守本条1至4项的有关规定。

8.6.4　电价相关政策

8.6.4.1　电价分类

（1）我国的电价施行分类、分时和分电压等级电价。《电力法》（2015年修订版）第四十一条：

国家实行分类电价和分时电价。分类标准和分时办法由国务院确定。

对同一电网内的同一电压等级、同一用电类别的用户，执行相同的电价标准。

（2）在相当长一段时间内，我国将电价分为照明电价、非工业电价、普通工业电价、大工业电价、农业生产电价、趸售电价、农业排灌电价等七大类。其政策依据是原水利电力部1975年12月22日《关于颁发 电、热价格的通知》（水电财字［1975］67号）的《电价说明部分》，这种分类太复杂，不易操作。

（3）早在2003年7月，国务院办公厅发布的《关于印发电价改革方案的通知》（国办发［2003］62号）就指出：根据用户用电负荷特性及便于与上网电价联动的原则对销售电价的分类进行调整，目标是将用电分为居民生活用电、农业生产用电、工商业及其他用电三

类，每类用户按电压等级和用电负荷特性定价。之后2005年，国家发展改革委发布的《关于印发电价改革实施办法的通知》（发改价格［2005］514号）附件三《销售电价管理暂行办法》中再次强调：销售电价分类改革的目标是分为居民生活用电、农业生产用电、工商业及其他用电价格三类。但分类改革一直不甚理想，2013年5月，国家发展改革委又发布了《关于调整销售电价分类结构有关问题的通知》（发改价格［2013］973号），要求销售电价分类结构原则上应于5年左右调整到位，并提出了过渡时期的六项措施，其中：暂单列大工业用电类别。将现行大工业用电中的电解铝、电炉铁合金、电解烧碱、黄磷、电石、中小化肥等用电逐步归并于大工业用电类别；将现行非居民照明、非工业及普通工业、商业三类用电归并为一般工商业及其他用电类别。

（4）到2014年上半年，国家电网系统只有上海分类改革到位（分为三类）。但自2016年1月1日起，全国除甘肃省部分地区（汶川地震重灾区八县区仍分为六类）外，其他基本都已按居民生活用电、一般工商业及其他用电、大工业用电、农业生产用电分为四类。

（5）凡是将非居民照明用电单列的，普通用电企业与供电公司签订供用电合同时往往容易引起争议。有的省份根据产业结构和相关文件，将大工业企业以下四类电价单列：合成氨、电炉钙镁磷肥；氯碱、电炉钢、电炉铁合金、电解铝、电石、黄磷生产；采用离子膜法工艺的氯碱生产；中小化肥生产。由于这些都是高耗能企业，电费占生产成本比重很大，所以价格比一般大工业用电电价低。

8.6.4.2　电价构成

（1）水电财字（1975）67号 文件指出：大工业（受电变压器容量在320kV·A及以上）电价包括基本电价、电度电价和力率调整电费三部分。电度电价是指按用户用电度数计算的电价；基本电价是指按用户电容量计算的电价；力率调整是根据用户力率水平的高低减收或增收的电费。

（2）将电价分为基本电价、电度电价两部分，即所谓的两部制电价。由于320kV·A这一容量规格早已取消，所以后来以受电变压器容量315kV·A为起点。根据发改价格［2005］514号文附件三《销售电价管理暂行办法》要求：工商业及其他用户中受电变压器容量在100kV·A或用电设备装接容量100kW及以上的用户，实行两部制电价。受电变压器容量或用电设备装接容量小于100kV·A的实行单一电度电价，条件具备的也可实行两部制电价。现在如上海等一些省市已开始将两部制电价起点容量改为100kV·A。

8.6.4.3　容量电费和最大需量电费

（1）基本电价也称固定电价，它是由国家相关部门制定发布的，以用户用电设备容量（kV·A）或最大需量（kW）为单位，与用户每月实际用电量无关。即基本电费分容量电费和最大需量电费两种，用户可自由选择。

（2）最大需量的相关概念

1）需量。

在一个规定的时间间隔内功率的平均值。

2）需量计算周期。

测量需量的连续相等的时间间隔。例如：15min，30min。

3）最大需量。

在规定的周期或结算周期内所记录的需量的最大值。

4）区间式需量。

在一个没有时段重叠的需量积算周期内测得的需量。例如：对于30min的需量积算周期，它们的积算时间段为9：00-9：30，9：30-10：00……

5）滑窗（差）式需量。

按设定的滑窗时间递推的需量积算周期内测得的需量。例如：对于30min的需量积算周期，设定的滑窗时间为5min，则它们的积算时间段为9：00-9：30，9：05-9：35，9：10-9：40……

6）滑窗（差）时间。

依次递推来测量最大需量的小于需量周期的时间间隔。

7）有功需量越限。

在三相（单相）供电系统中，当总有功需量大于设定的有功需量超限事件需量触发下限，且持续时间大于设定的需量超限事件判定延时时间，此种工况称为有功需量越限。

（3）对需量表的功能要求

1）综述。

最大需量有区间式和滑差式两种计算方式：目前使用最多的是滑差式。从国标GB/T 17215.301—2007《多功能电能表　特殊要求》看，并未要求必须采用滑差式，对滑差积算周期、滑差时间也并未做唯一要求。但从国家电网公司企业标准Q/GDW 1354—2013《智能电能表功能规范》可以看出，要求采用滑差式、需量积算周期15min、滑差时间1min。

滑差式是从任意时刻起，按小于需量周期的时间递推测量需量的方法，所测得的需量叫滑差式需量，递推时间叫滑差时间。

区间式是从任意时刻起，按给定的需量周期递推测量需量的方法，所测得的需量叫区间式需量。

具体来说：

①区间式最大需量计算方式：将第1min～第15min的脉冲数累加后乘以脉冲的电能当量（指每个脉冲所代表的电能值），再除以15min，即得到需量值P1，保存于最大需量的存储单元中，然后进行第16min～第30min需量区间的计算，将第二次计算值P2与P1比较，若P2＞P1，则将P2取代P1存于最大需量的存储单元中，依次类推，最大需量的存储单元中始终保持15min平均功率的最大值。

②滑差式最大需量计算方式：将第1min～第15min的脉冲数累加后乘以脉冲的电能当量（指每个脉冲所代表的电能值），再除以15min，即得到需量值P1，保存于最大需量的存储单元中，第二次计算需量值时，是从第（1＋t）min～第（15＋t）min内计算平均功率，其中t为滑差区间的时间。第n次计算，依次类推，即从第（1＋nt）min～第（15＋nt）min内计算平均功率，每次将计算值进行比较，保存最大值于最大需量的存储单元中。

过去由于受到机械结构的限制，最大需量的测量只能采用区间式，当负荷变动较大时，由于测量原理所限，存在一定缺陷。随着电子技术的发展，在机电一体式和静止式多功能电能表中发展出了滑差式计算方式，当负荷在一定范围内变化时，可以解决区间式计算方式的缺陷。并且在国内，静止式电能表最大需量功能都是做在多功能电能表内的，目前没有单独测量最大需量功能的静止式电能表。

2）GB/T 17215.301—2007《多功能电能表　特殊要求》相关要求。

5.1.1.2　最大需量测量功能

a）仪表应具有在规定的时间区间内测量单向或双向最大需量、各费率最大需量及其出现的日期和时间。

b）区间式积算的最大需量周期可在15min、30min中选择；滑窗式积算的最大需量周期可在5min、10min、15min、30min、60min中选择；滑窗式需量周期的滑窗时间可在1min、2min、3min、5min中选择。需量周期应为滑窗时间的5及以上整数倍。

c）仪表应具有检测最大周期的措施。

d）最大需量除按指定时刻能自动复零外，应具有手动和（或）抄表器复零功能，但应有防止非授权人复零的措施。

e）需量周期的要求

仪表应提供两种需量周期积算方式供选择：区间式、滑窗（差）式。

5.1.1.3　测量数据存储功能

d）仪表电源失电后，所有存储的数据保存时间至少为10年。

3）Q/GDW 1354—2013《智能电能表功能规范》相关要求。

4.2　需量测量

a）在约定的时间间隔内（一般为一个月），测量单向或双向最大需量、分时段最大需量及其出现的日期和时间，并存储带时标的数据。

注意：Q/GDW 1354—2013“附录 表 A.1 电能表功能配置推荐表”中共有85项功能，其中12～15项分别为正向有功最大需量、正向有功各费率最大需量、反向有功最大需量、反向有功各费率最大需量。

b）最大需量采用滑差方式，需量周期可在5min、10min、15min、30min、60min中选择；滑差式需量周期的滑差时间可在1min、2min、3min、5min中选择；需量周期应为滑差时间的5的整数倍。出厂默认值：需量周期15min，滑差时间1min。

c）总的最大需量测量应连续进行；各费率时段最大需量的测量应在相应的费率时段内完整的测量周期内进行。

d）当发生电压线路上电、清零、时钟调整、时段转换、需量周期变更、功率潮流方向转换等情况时，电能表应从当前时刻开始，按照需量周期进行需量测量；当第一个需量周期完成后，按滑差间隔开始最大需量记录；在不完整的需量周期内，不应做最大需量记录。

e）能存储12个结算日最大需量数据。

4）Q/GDW 1827—2013《三相智能电能表技术规范》。

5　试验项目

5.1.5.2　需量示值误差

试验开始前将仪表需量清零，并将仪表的需量周期设置为15min。

（4）基本电费缴费方式一旦确定，多长时间内不得变动，这一问题在《供电营业规则》（1996年10月8日中华人民共和国电力工业部第8号令）及《电力供应与使用条例》（1996年4月17日国务院令第196号发布）等文件中都没规定，但在后来的发改价格［2005］514号文附件三中有明确规定：

第十二条　基本电价按变压器容量或按最大需量计费，由用户选择，但在一年之内保持不变。

第十三条　…。用户可根据用电需求情况，提前半个月申请变更下一个月的合同最大需量，电网企业不得拒绝变更，但用户申请变更合同最大需量的时间间隔不得少于六个月。

（5）最小缴费申请容量与超过部分费用交纳

1）最小缴费申请容量：《电力供应与使用条例》《供电营业规则》没有规定，各省市都有补充规定：一般不低于受电设备总容量（受电变压器容量与不通过变压器接用的高压电动机容量总和，下同）的40%。这一规定与水电财字（1975）67号文件规定相同。

2）超过部分收费：《电力供应与使用条例》《供电营业规则》没有规定，但水电财字（1975）67号文件规定：超过核准数的部分，加倍收费；小于核准数时，按实际抄见千瓦数计算。各省市在对《供电营业规则》所做的补充规定中对此规定也不统一。如有的规定，低于申请量的90%时按90%计收基本电费，在90%～115%之间以实际抄见千瓦数计收基本电费，超过115%以上的部分加倍计收；有的规定凡超过的部分一律加倍计收。后来（发改价格［2005］514号）文附件三《销售电价管理暂行办法》中明确规定：超过5%以上的部分加倍计收。但至今有的地方仍没有改过来。如某公司有一台31500kV·A变压器，申请的最大需量为16000kW，合同约定：负荷超过16000kW且时间超过10min加倍收取，10min以内不计。

8.6.4.4　功率因数调整电费

（1）现在执行的与功率因数电费有关的政策文件，仍然是原水利电力部、国家物价局于1983年12月发布的《关于颁发功率因数调整电费办法的通知》（83）水电财字第215号文。文件规定：受电设备总容量160kV·A（kW）及以上工业用户，功率因数考核值为0.90。超过考核值时，根据计算的功率因数，高于或低于规定标准时，在按照规定的电价计算出其当月电费后，再按照“功率因数调整表”（表8-2）所规定的百分数增减电费，如用户的功率因数在“功率因数调整电费表”所列两数之间，则以四舍五入计算。

但后来的《供电营业规则》规定：100kV·A及以上高压供电的用户功率因数为0.90以上；凡功率因数不能达到上述规定的新用户，供电企业可拒绝接电。

表8-2　以0.90为标准值的功率因数调整表

实际功率因数	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95～1.00						
月电费减少（%）	0.0	0.15	0.30	0.45	0.60	0.75						
实际功率因数	0.89	0.88	0.87	0.86	0.85	0.84	0.83	0.82	0.81	0.80	0.79	0.78	0.77
月电费增加（%）	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	6.5
实际功率因数	0.76	0.75	0.74	0.73	0.72	0.71	0.70	0.69	0.68	0.67	0.66	0.65	功率因素自0.64及以下，每降低0.01
月电费增加（%）	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0	11.0	12.0	13.0	14.0	15.0	电费增加2%

（2）功率因数的复核。

关于电费计算，很多地方都是全省供电系统采用统一的计算软件，只要基础数据不错，其他计算一般不会错，但作为用户也应进行必要的审核。

月平均功率因数的计算速查：设功率因数角为φ，则无功电量W_Q与有功电量W_P的比值

为 tanφ，W_Q、W_P每月电费发票上直接给出，根据三角函数公式就可求出功率因数 cosφ。为了方便使用，表 8-3 列出了常用的 tanφ、cosφ 的对应值，即只需根据发票上的 W_Q、W_P数据求出两者比值 W_Q/W_P = tanφ，查表即可得出 cosφ 的值。

表 8-3　无功电量 W_Q/有功电量 W_P的比值 tanφ 与 cosφ 对照表

tanφ	cosφ	tanφ	cosφ	tanφ	cosφ
0. 0000 ~ 0. 1004	1. 00	0. 4702 ~ 0. 4984	0. 90	0. 7371 ~ 0. 7630	0. 80
0. 1005 ~ 0. 1752	0. 99	0. 4985 ~ 0. 5261	0. 89	0. 7631 ~ 0. 7892	0. 79
0. 1753 ~ 0. 2279	0. 98	0. 5262 ~ 0. 5533	0. 88	0. 7893 ~ 0. 8154	0. 78
0. 2280 ~ 0. 2718	0. 97	0. 5534 ~ 0. 5801	0. 87	0. 8155 ~ 0. 8418	0. 77
0. 2719 ~ 0. 3106	0. 96	0. 5802 ~ 0. 6606	0. 86	0. 8419 ~ 0. 8685	0. 76
0. 3107 ~ 0. 3461	0. 95	0. 6607 ~ 0. 6329	0. 85	0. 8686 ~ 0. 8954	0. 75
0. 3462 ~ 0. 3793	0. 94	0. 6330 ~ 0. 6589	0. 84	0. 8955 ~ 0. 9225	0. 74
0. 3794 ~ 0. 4108	0. 93	0. 6590 ~ 0. 6850	0. 83	0. 9226 ~ 0. 9500	0. 73
0. 4109 ~ 0. 4409	0. 92	0. 6851 ~ 0. 7110	0. 82	0. 9501 ~ 0. 9778	0. 72
0. 4410 ~ 0. 4701	0. 91	0. 7111 ~ 0. 7370	0. 81	0. 9779 ~ 1. 0006	0. 71

8. 6. 4. 5　政府性基金及附加

根据政府文件规定，供电企业在向用户收取电费的同时，按用电量代收或代征其他费用，这一部分通称政府性基金及附加，也称附加电费。一般由以下几类构成。

1. 重大水利基金

由以前的三峡基金过度而来，其收费依据是财政部、国家发展改革委、水利部关于印发《国家重大水利工程建设基金征收使用管理暂行办法》的通知（财综［2009］90 号），主要用于南水北调工程、解决三峡工程后续问题等，征收时间为 2010 年 1 月 1 日到 2019 年 12 月 31 日。请注意此文规定的各省征收标准并不完全同，如同为华中电网，河南 1. 134 分/（kW·h），江西 0. 552 分/（kW·h），湖北 0 分/（kW·h）。

2. 大中型水库移民后期扶持基金（国家后扶基金）

国家以前出台了很多文件，自财政部关于印发《大中型水库移民后期扶持基金征收使用管理暂行办法》的通知（财综［2006］29 号）发布后，大部分被废止。该文件自 2006 年 7 月 1 日起实施，扶持时间 20 年。

3. 地方水库移民后期扶持基金（省级后扶基金）

该基金少数省市如北京、天津、内蒙古等没有。其设立的程序在《国务院关于完善大中型水库移民后期扶持政策的意见》（国发［2006］17 号）文件中已明确规定：妥善解决小型水库移民的困难和现有后期扶持项目续建问题。各省、自治区、直辖市人民政府可通过提高本省（区、市）区域内全部销售电量（扣除农业生产用电）的电价筹集资金，统筹解决小型水库移民的困难，并保证对在建后期扶持项目的后续资金投入，确保项目按期建成并发挥作用。提价标准为每千瓦时不超过 0. 5 厘，具体方案报发展改革委、财政部审批后实施。即必须是省级人民政府报国家发改委、财政部审批后方可实施。

4. 农网还贷基金

它是根据财政部关于印发《农网还贷资金征收使用管理办法》的通知（财企［2001］

820 号）规定，将“九五”期间每度电 2 分钱的电力建设基金收费期满后从 2001 年 1 月 1 日起至 2005 年 12 月 31 日止，并入电价。只有四川、湖南等 10 个省份收此费，到期后经财综［2007］3 号文公布延续。

5. 城市公用事业附加费

此项费用最早的文件是［64］财预王字第 380 号，后经财综［2007］3 号 延续，文件没有规定收费年限。

6. 可再生能源电价附加

可再生能源发电是指风力发电、生物质能发电（包括农林废弃物直接燃烧和气化发电、垃圾焚烧和垃圾填埋气发电、沼气发电）、太阳能发电、海洋能发电和地热能发电。此项费用根据《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格［2006］7 号）文件要求，自 2006 年 1 月 1 日开始征收。该文件第十四条：可再生能源电价附加由国务院价格主管部门核定，按电力用户实际使用的电量计收，全国实行统一标准。

后根据国家发展改革委关于调整《可再生能源电价附加标准与环保电价有关事项》的通知（发改价格［2013］1651 号）的要求，自 2013 年 9 月 25 日起，将向除居民生活和农业生产以外的其他用电征收的可再生能源电价附加标准由每千瓦时 0.8 分钱提高至 1.5 分钱。

7. 农村低压电网维护费

大部分省份已取消，只有少数省份在执行。需要注意的是根据国家税务总局《关于农村电网维护费征免增值税问题的通知》（国税函［2009］591 号）的规定：农村电网维护费免征增值税，不得开具增值税专用发票。

8. 其他

有些省份根据政府文件征收的其他类型的附加电费。如《广东省人民政府关于临时收取燃气燃油加工费的通知》（粤府函［2008］31 号）要求：从 2008 年 3 月 1 日起，对广州、珠海、佛山、惠州、东莞和中山等市所有大工业用户（包括趸售转供的大工业用户），根据其实际发生用电量，按每千瓦时 2.2 分征收燃气、燃油加工费。到 2014 年上半年，广州市电价附加有：重大水利基金 0.70 分，水库移民后期扶持基金 0.88 分，可再生能源电价附加 1.50 分，城市建设附加 1.40 分，燃气、燃油加工费 2.2 分。

国家能源局《2013—2014 年度全国电力企业价格情况监管通报》显示：

随销售电价征收的政府性基金及附加，2013 年、2014 年全国平均水平为 35.05 元/（MW·h）、38.96 元/（MW·h）（电网企业省内售电量口径平均值，下同），2014 年同比增长 11.17%，其中山东增长 33.68%，安徽则下降 27.85%。

从各省（区、市）政府性基金及附加平均水平看，重庆最高，2013 年、2014 年分别为 60.08 元/（MW·h）、65.76 元/（MW·h）；新疆最低，2013 年、2014 年分别为 7.94 元/（MW·h）、9.14 元/（MW·h）。

8.6.4.6 分时电价

1. 丰枯电价

部分省份执行的季节性电价，如上海市每年 7 月 1 日到 9 月 30 日间执行夏季电价，其余时间执行非夏季电价。贵州省每年：5、11 两个月为平水期，执行基准电价；1～4、12 五个月执行枯水电价，上浮 15%；6～10 五个月执行丰水电价，下浮 10%。

2. 峰谷电价

根据负荷情况，将每日 24h 中分成三个（高峰、平段、低谷）或四个（尖峰、高峰、平段、低谷）时段，各时段电价不同。一般划分为三个时段的，峰段比平段电价高 30% ~ 50%，谷段比平段电价低 30% ~50% 甚至更多，三个时段时间基本相等，即 8h。

每个时段又划分几个时间段，如上海对执行两部制分时电价的工商业及其他用电用户，在非夏季峰、平、谷时段划分为：峰时段（8 ~11 时、18 ~21 时），平时段（6 ~8 时、11 ~18 时、21 ~22 时），谷时段（22 时 ~次日 6 时），但在夏季则是：峰时段（8 ~11 时、13 ~15 时、18 ~21 时），平时段（6 ~8 时、11 ~13 时、15 ~18 时、21 ~22 时），谷时段（22 时 ~次日 6 时）。

具体划分为几个时段、电价如何浮动，都是“一省一策”。

8.6.4.7　电价的制定权限

（1）电网公司是提供公共服务的企业，本身无行政执法权，也不具备对自己销售商品（电能）的定价权。《电力法》第四十二条规定：任何单位不得超越电价管理权限制定电价。供电企业不得擅自变更电价。

（2）电价的制定权目前在国务院价格主管部门，省级人民政府无权制定电价。国务院办公厅《关于印发电价改革方案的通知》（国办发［2003］62 号）文件规定：

（三十一）销售电价的调整；采取定期调价和联动调价两种形式。定期调价是指政府每年对销售电价进行校核，如果年度间电价水平变化不大，应尽量保持稳定。联动调价指上网电价同方向变化超过一定幅度时对销售电价做相应调整，适用范围仅限于工商业及其他用户。

（三十四）电价管理原则和各电力市场的容量电价、输电价格由国务院价格主管部门负责制定。配电价格和对终端用户的销售电价，在输、配分开前，由国务院价格主管部门负责制定；输、配分开后，由省级人民政府价格主管部门负责制定（跨省的报国务院价格主管部门审批）。

8.7　变电站节电管理

8.7.1　变电站节电的方法

（1）选用新型高效照明光源和灯具。

（2）科学合理地选择控制无功补偿装置运行参数。供电部门对功率因数的考核低于 0.90 罚款，0.91 ~0.95 奖励，大于 0.95 仍以 0.95 为标准奖励。由于无功补偿装置的电容器、电抗器等运行时都消耗有功功率，所以功率因数不是越高越好。

设在较低功率因数 $\cos\varphi_1$ 运行时，奖励电费 C_1（奖励时取正值，罚款时取负值），补偿装置能耗电费 F_1，在较高功率因数 $\cos\varphi_2$ 运行时，奖励电费 C_2，补偿装置能耗电费 F_2，则可按下式求其最大值：

$$\Delta C = (C_2 + F_2) - (C_1 + F_1)$$

式中　ΔC——某月无功补偿总的经济收益（元）。

请注意，不经过计算就将功率因数从某一较低值提高到一个较高值，有时会造成更大的

能量消耗，得不偿失。

（3）如果有谐波治理装置，提高和改善供电质量，也可节能。

（4）变压器综合节电技术。

变压器综合节电技术是变电站节能的核心和重点。新建变电站可通过选用新型节能变压器节能；对于已投入运行的变电站，应采用变压器经济运行节电技术，如合理调整变压器的负载率、运行电压等，具体可见参考文献［5］。

8.7.2 变压器的最高效率及最佳负荷率

从变压器的效率公式 $$\eta=\frac{\beta S_e\cos\varphi}{\beta S_e\cos\varphi+P_0+\beta^2P_d}\times100\% \tag{8.7.2-1}$$

可得：当负荷的功率因数一定时，变压器的铜损与铁损相等时变压器的效率最高，此时对应的负荷率为

$$\beta_m=(P_0/P_d)^{1/2} \tag{8.7.2-2}$$

式中 S_e——变压器额定容量（kV·A）；

β——负荷率；

$\cos\varphi$——功率因数；

P_0—— 变压器空载损耗（kW）；

P_d—— 变压器负载损耗（kW）。

β_m——不考虑无功经济当量 K 时变压器的最佳负荷率，即变压器效率最高时所对应的负荷率。

由于无功功率的存在必然导致总电流增加，进而造成总有功损耗增加，所以必须考虑由此造成的影响，此时可按式（8.7.2-3）计算。

$$\beta_m=\sqrt{\frac{P_0+KQ_0}{P_d+KQ_d}} \tag{8.7.2-3}$$

式中 K——无功经济当量，按 GB/T 13462—2008 表 B.1 取 0.04kW/kvar；

Q_0——变压器空载时电源侧的励磁功率，简化计算 $Q_0=I_0\%\times S_e\times10^{-2}$，单位为 kV·A，$I_0\%$ 为变压器空载电流百分数，其数值可分别从 GB/T 6451—2015（油浸式）和 GB/T 10228—2015（干式）中取得；

Q_d——变压器额定负载时所消耗的漏磁功率，简化计算 $Q_d=U_d\%\times S_e\times10^{-2}$，单位为 kV·A，$U_d\%$ 为变压器短路阻抗；

β_m——考虑无功经济当量 K 时变压器的最佳负荷率。

1. 10kV 三相双绕组无励磁调压配电变压器

将 GB 20052—2013 中表 1“油浸式配电变压器能效等级（3）级”、表 2“干式配电变压器能效等级（3）级”的数据代入式（8.7.2-2）、式（8.7.2-3），得到表 8-4。其中：油浸式变压器 2000kV·A、2500kV·A 数据采用生产厂家样本典型数据。通过计算可以也可得出：是否考无功经济当量只对变压器最佳负荷率造成影响，而不影响变压器的最高效率。

表 8-4　10kV 双绕组无励磁调压配电变压器在 $\cos\varphi=0.94$ 时的最佳负载率和最高效率

额定容量/（kV·A）	油浸式			干式 B 级			干式 F 级			干式 H 级		
	β_m	β_{mk}	η_m	β_m	β_{mk}	η_m	β_m	β_{mk}	η_m	β_m	β_{mk}	η_m
315	0.3626	0.3975	0.9911	0.5188	0.5195	0.9887	0.5036	0.5063	0.9883	0.4857	0.4905	0.9879
400	0.3641	0.3968	0.9917	0.5112	0.5132	0.9899	0.4956	0.4997	0.9896	0.4785	0.4847	0.9892
500	0.3634	0.3932	0.9921	0.5027	0.5060	0.9903	0.4875	0.4929	0.9900	0.4710	0.4784	0.9896
630	0.3614	0.3850	0.9925	0.4941	0.4911	0.9909	0.4792	0.4619	0.9906	0.4633	0.4496	0.9903
800	0.3615	0.3813	0.9928	0.4817	0.4620	0.9917	0.4673	0.4512	0.9914	0.4514	0.4390	0.9911
1000	0.3341	0.3579	0.9927	0.4810	0.4604	0.9922	0.4666	0.4498	0.9920	0.4495	0.4369	0.9917
1250	0.3367	0.3564	0.9932	0.4792	0.4582	0.9926	0.4644	0.4474	0.9924	0.4489	0.4359	0.9921
1600	0.3363	0.3519	0.9936	0.4709	0.4508	0.9931	0.4570	0.4408	0.9929	0.4413	0.4293	0.9927
2000	0.3290	0.3401	0.9933	0.4941	0.4592	0.9929	0.4793	0.4490	0.9927	0.4619	0.4365	0.9924
2500	0.3055	0.3103	0.9938	0.4977	0.4606	0.9932	0.4827	0.4504	0.9930	0.4656	0.4384	0.9927

10kV 油浸式配电变压器在 $\cos\varphi=0.94$ 时典型负荷率所对应的效率，见表 8-5。其中：η_{20}表示负荷率为 20% 时的效率，其余类同。

表 8-5　10kV 油浸式双绕组无励磁调压配电变压器在 $\cos\varphi=0.94$ 时典型负载率所对应的效率

容量	η_{20}	η_{25}	η_{30}	η_{35}	η_{40}	η_{45}	η_{50}	η_{55}	η_{60}	η_{65}	η_{70}	η_{75}	η_{80}	η_{85}
315	0.9885	0.9905	0.9910	0.9911	0.9911	0.9909	0.9907	0.9904	0.9900	0.9896	0.9892	0.9887	0.9883	0.9875
400	0.9892	0.9912	0.9916	0.9917	0.9917	0.9916	0.9913	0.9910	0.9907	0.9903	0.9899	0.9895	0.9891	0.9884
500	0.9896	0.9915	0.9920	0.9921	0.9921	0.9919	0.9917	0.9914	0.9911	0.9907	0.9904	0.9900	0.9895	0.9889
630	0.9902	0.9920	0.9924	0.9925	0.9925	0.9923	0.9921	0.9918	0.9915	0.9912	0.9908	0.9904	0.9900	0.9894
800	0.9906	0.9924	0.9927	0.9928	0.9928	0.9927	0.9925	0.9922	0.9919	0.9916	0.9912	0.9909	0.9905	0.9899
1000	0.9909	0.9924	0.9927	0.9927	0.9926	0.9924	0.9921	0.9918	0.9915	0.9911	0.9907	0.9902	0.9898	0.9892
1250	0.9914	0.9929	0.9931	0.9932	0.9931	0.9929	0.9926	0.9923	0.9920	0.9917	0.9913	0.9909	0.9905	0.9899
1600	0.9919	0.9933	0.9935	0.9936	0.9935	0.9933	0.9930	0.9928	0.9925	0.9921	0.9918	0.9914	0.9910	0.9904
2000	0.9918	0.9930	0.9932	0.9932	0.9931	0.9929	0.9927	0.9924	0.9920	0.9916	0.9913	0.9909	0.9904	0.9899
2500	0.9928	0.9937	0.9938	0.9937	0.9936	0.9933	0.9930	0.9927	0.9923	0.9920	0.9916	0.9911	0.9907	0.9902

2. 35kV、66kV、110kV 油浸式三相双绕组有载调压 1 级能效等级电力变压器

将 GB 24790—2009 中表 2“35kV 油浸式三相双绕组有载调压电力变压器能效等级”（1 级）、表 4“66kV 油浸式三相双绕组有载调压电力变压器能效等级”（1 级）、表 8“110kV 油浸式三相双绕组有载调压电力变压器能效等级”（1 级）的数据代入式（8-3），得到表 8-6。

从表 8-4～表 8-6 可以看出，油浸式变压器负荷率在 25%～55% 时效率较高，最高效率对应的负荷率一般在 40% 以下。因此，不经过具体计算就以 40% 或 50% 甚至 60% 负荷率作为判定“大马拉小车”的依据是不科学的，在实际中经常导致以小容量变压器代替大容量变压器，其结果不仅不节电，反而浪费电能。

表 8-6　油浸式三相双绕组有载调压电力变压器 1 级能效等级在 $\cos\varphi=0.94$ 时的最佳负载率和最高效率

35kV 额定容量/（kV·A）	损耗/kW		负载率	效率	66kV 额定容量/（kV·A）	损耗/kW		负载率	效率
	P_0	P_d	β_{mk}	η_m		P_0	P_d	β_{mk}	η_m
3150	3.2	26.0	0.3434	0.9939	6300	7.9	35.9	0.4088	0.9943
4000	3.8	30.7	0.3438	0.9943	8000	9.5	42.6	0.4082	0.9946
5000	4.6	35.9	0.3456	0.9946	10000	11.2	50.3	0.4028	0.9949
6300	5.6	38.6	0.3566	0.9950	12500	13.3	59.7	0.4006	0.9952
8000	7.8	42.7	0.3817	0.9951	16000	15.9	73.4	0.3913	0.9954
10000	9.2	50.5	0.3796	0.9954	20000	18.9	88.9	0.3870	0.9956
12500	10.8	59.7	0.3693	0.9957	25000	22.4	105.1	0.3815	0.9958
16000	13.0	73.9	0.3627	0.9959	31500	26.6	126.5	0.3739	0.9960
20000	15.4	87.0	0.3614	0.9961	40000	31.8	148.6	0.3725	0.9963
					50000	37.5	184.1	0.3612	0.9964
					63000	44.3	221.8	0.3522	0.9966
110kV 额定容量/（kV·A）	损耗/kW		负载率	效率	110kV 额定容量/（kV·A）	损耗/kW		负载率	效率
	P_0	P_d	β_{mk}	η_m		P_0	P_d	β_{mk}	η_m
6300	7.9	39.0	0.3892	0.9940	25000	21.6	115.7	0.3562	0.9957
8000	9.5	47.0	0.3868	0.9943	31500	25.6	139.7	0.3518	0.9959
10000	11.1	55.0	0.3807	0.9947	40000	30.4	163.6	0.3459	0.9962
12500	13	65.9	0.3756	0.9950	50000	36.4	203.5	0.3407	0.9963
16000	15.5	80.9	0.3667	0.9952	63000	43	244.5	0.3320	0.9965
20000	18.3	98.8	0.3610	0.9954					

8.7.3　提高变压器运行经济效益的方法及算例

对于大多数企业变电站而言，建成后变压器型号、容量已固定不变，在正常生产、经营情况下实际负荷等也已基本不变。如果进行经济运行还需要一定的计算，操作起来难度大，且效果并不十分理想。

企业节能的目的是提高经济效益，对于普通用电企业的变压器，既切实可行，又有巨大的经济效益的节约方法有两种：一是错峰生产，利用每天谷段时间，谷段电价仅为峰段电价的三分之一左右，详见 8.6 节内容；二是主变压器减容节约基本电费法。所有直接接到电网的需要交纳基本电费的变压器，在保证安全的情况下应尽可能提高其运行负荷率（95% 以上），以减少基本电费支出；而对于由企业变电站供电的车间配电变压器可按效率优先原则选择新型高效变压器，由于车间变压器负荷相对较稳定，负荷率最好在 30% ~55% 之间。

下面通过三个例子来说明节约基本电费法。

例一：单台变压器

1. 企业基本情况

（1）新建企业，一条生产线，2008 年 9 月投产，企业变电站（总降）仅安装一台 SZ11－40000/66 ±8 ×1.25%/10.5kV 变压器，值班人员每 1 小时抄表记录一次相关数据。

（2）全厂装机容量（所有用电设备名牌容量之和，主要是高、低压电动机）44500kW。总降 10kV 侧、各车间配电室 10kV 侧、0.4kV 侧均安装有足够容量的无功自动补偿装置，很多情况总降补偿装置没有投入，66kV 侧功率因数即可达到 0.95 以上。

（3）基本电价 22 元/kV·A/月，最大需量电价 33 元/kV·A/月，电度电价 0.5326 元/(kW·h)。

（4）到 2014 年 9 月，通过 6 年记录发现：全部设备开起生产时负荷在 26000～28000kW 之间，最大有功负荷为 30000kW，共出现 1180 次左右，占全部抄表次数的 2.24%。对于电力系统来说，变压器负荷率已经很高了，但对于企业来说，完全可以采取以下方案，更换成容量更小的变压器以减少基本电费支出。

2. 定制一台非标容量变压器更换现有容量变压器，容量在标准容量 31500～40000kV·A 之间，最小可为 33000kV·A

原因如下：

（1）根据生产工艺特点，企业内部可以合理安排生产，错峰生产，削峰填谷。

（2）电力变压器的额定容量是指在设计标准规定的环境温度下（最高气温 40℃，年平均气温 20℃）和使用年限（一般为 20 年）内，所能连续输出的最大视在功率。在实际运行中，由于负荷不断变化，并且我国绝大多数地区的环境温度低于设计标准规定的温度，本例中该企业所处地区年平均气温仅有 9.5℃，因而变压器具有较大的过负荷的潜力，因此在选用变压器容量时应充分利用这种潜力，相关内容可参考本书 10.5.2 节。

（3）当选用 33000 kV·A 变压器时，只要使其功率因数保持在 0.91 以上，即使企业内部不削峰填谷也不会出现过载（$P=S_e\cos\varphi=33000\times0.91=30030>30000$kW）。国家规定工业企业的功率因数应在 0.90 以上，而一般企业的功率因数都控制在 0.95 左右（$P=S_e\cos\varphi=33000\times0.95=31350>30000$kW），也就是说选用 33000 kV·A 变压器已有一定的余量；另，从每月的电费清单也可看出，几年来该企业的功率因数只有 0.94、0.95、0.96 三个数值。

（4）经济效益计算。

计算每年节约的基本电费。选用一台 33000 kV·A 变压器比选用一台 40000 kV·A 的变压器企业每年可以少向供电部门缴纳容量基本电费 $7000\times22\times12=184.8$ 万元。

计算由于负荷率提高导致变压器总的损耗增加而增加的电度电费。该 40000kV·A 变压器的铭牌数据：空载损耗 $P_{01}=32$kW，负载损耗 $P_{d1}=148$kW；33000kV·A 变压器损耗按 GB 24790—2009 中表 4“66kV 油浸式三相双绕组有载调压电力变压器能效等级”推算得出 $P_0=27.7$kW，$P_d=131.8$kW。

统一按最大负荷 30000kW 计算，$\cos\varphi=0.94$，负载率 $\beta_1=30000/(40000\times0.91)=79.79\%$，$\beta_2=30000/(33000\times0.94)=96.71\%$，全年运行时间 $t=365\times24=8760$h，则增加的损耗 $\Delta P=(P_{02}+\beta_2{}^2P_{d2})-(P_{01}+\beta_1{}^2P_{d1})=24.75$kW，电费 $=24.75\times8760\times0.5326=11.547$ 万元即每年至少可节约 173.2 万元，而原 40000kV·A 变压器的采购价为 170 万元。

如果按变压器寿命20年计算，在整个寿命周期内就可少缴3464万元！此外，33000 kV·A的变压器比40000 kV·A的变压器用材方面也节约不少，社会效益和企业经济效益都很好。尽可能提高变压器的利用率，这也是施行两部制电价的初衷之一。

以负荷30000kW，$\cos\varphi=0.94$为例，通过计算将几种容量变压器费用支出情况计算结果列于表8-7，其中50000kV·A、63000kV·A变压器的损耗采用GB 24790—2009中表4最高能效等级1级的损耗数值。从表可以看出，选择更大容量的变压器，可使其运行损耗更低，但因此每年增加的支出却是节电费用的十几倍甚至近二十倍，对企业来说得不偿失！

GB/T 13462—2008《电力变压器经济运行》把变压器运行区划分为以下三个区：

① 最佳运行区（优选段）$1.33\beta_{mk}^2\leqslant\beta\leqslant0.75$；

② 经济运行区$\beta_{mk}^2\leqslant\beta\leqslant1$；

③ 非经济运行区（“大马拉小车”运行区）$0\leqslant\beta\leqslant\beta_{mk}^2$。

很多项目设计时就考虑到让变压器运行在最佳运行区，但实际上在施行两部制电价的情况下对企业来说并不经济。

表8-7　负荷为30000kW时几种不同容量变压器的损耗及年费用比较

容量/（kV·A）	每月基本电费/万元	损耗/kW	增加损耗/kW	年增加电能损耗/（kW·h）	全年损耗增加电费/万元	全年节省电费/万元
33000	容量电费72.6	150.97	24.75	216810	11.55	173.2
40000	容量电费88	126.22	0	0	0	0
50000	需量电费99	112.51	-13.72	-120187	-6.40（节约）	-125.6（多支出）
63000	需量电费99	101.22	-25.0	-219000	-11.66（节约）	-120.34（多支出）

其实在建厂初期，就可直接选择较小容量的变压器，或选择两台小容量的标准容量变压器，如12500kV·A和25000kV·A或16000kV·A和20000kV·A，这需要进行经济分析，考虑土建、设备、安装等增加的费用。因为已投产同等规模的生产线全国有很多，其实际运行负荷不难得到，设计院都比较清楚。对于一些企业集团来说，内部的同规模生产线可能就有几十条。只是人们受传统观念的影响，认为变压器容量大一些更安全。

例二：两台变压器，后上余热发电机组

1. 企业基本情况

一个厂内分期建设两条熟料水泥生产线，分别于2010年8月、2012年2月建成投产；分期同步建设两套9MW纯低温废气预热发电机组；总降一路110kV架空进线，采用GIS，分期安装2台SFZ11-31500/110±8×1.25%/10.5kV变压器（主变压器），10kV侧开关柜分段独立运行。基本电价：容量电价30元/kV·A/月，最大需量电价45元/kW/月。

2. 运行数据统计及分析

对2012年4月9日至2013年4月30日共387天4644组总降抄表数据（总降值班人员每2小时抄表一次）进行了分析。将总降负荷按只投运一台变压器，根据一台的负荷率进行分类，共分五类：A类：近负荷，0.9~1.0倍单台主变压器额定电流148~164A（额定电流$I_n=165.34$A）；B类：过负荷，1.0~1.1倍单台主变压器额定电流165~181A；C类：过负荷，1.1~1.2倍单台主变压器额定电流182~198A；D类：过负荷，1.2~1.3倍单台主变压器额定电流199~214A；E类：过负荷，1.3倍以上单台主变额定电流215A以上。详见表8-8。

表 8-8　各类负荷出现情况统计表

时　间	项　目	A	B	C	D	E	合计
2012. 4. 9-2013. 4. 30	出现次数	403	401	92	19	9	924
	出现天数	138	109	52	11	5	315
	当天出现强度/（次/天）	2. 92	3. 68	1. 77	1. 73	1. 80	
	近负荷比例（%）	8. 68					8. 68
	过负荷比例（%）		8. 64	1. 98	0. 41	0. 19	11. 22
2012 年	用电量最高月 8 月出现次数	53	56	29	11	7	156
	用电量最高月 12 月出现次数	57	88	15	2	1	165
	电量	最低月 196 万 kW・h，最高两个月 8 月 1906. 5 万 kW・h；12 月 1914. 8 万 kW・h，全年月平均用电 1189 万 kW・h					
	年平均负荷及负荷率	年平均负荷 16290kW，负荷率 55. 02%					
	最高月 12 月平均负荷及负荷率	平均负荷 26593. 88kW，按投一台主变计算负荷率 87. 94%					
2013 年 1-4 月份	用电量最高月 1 月出现次数	66	63	12			141
	用电量最高月 4 月出现次数	71	85	15	3	1	175
	电量	最低月 1078. 8 万 kW・h，最高两个月 1 月 1915. 9 万 kW・h；4 月 2035. 1 万 kW・h，1 ~ 4 月月平均用电 1617. 6 万 kW・h					
2013 年 1—4 月份	1-4 月平均负荷及负荷率	平均负荷 22280. 34 kW，负荷率 73. 86%					
	最高月 1 月平均负荷及负荷率	平均负荷 25751kW，负荷率 85. 16%					
	最高月 4 月平均负荷及负荷率	平均负荷 27354kW，负荷率 91. 41%					

注：表中电量来自电力公司每月电费通知单，负荷率是按功率因数 0. 95 计算得出的值（每月电费通知单中功率因数都在 0. 95 及以上）。

从上表可以看出，2013 年 1—4 月份用电量均比 2012 年用电量最高的 8 月、12 月多，而出现 D、E 类负荷率的情况反而明显减少。从抄表记录看：①出现 C、D、E 类负荷率时一般是发电机组未开或发电很低且设备负荷较大（如可以间歇运行的设备全部开起）引起的。这就说明，如果合理安排生产，科学调度，即便是建厂以来生产最繁忙的 2013 年 4 月份（产量最高），也完全可将负荷控制在 1. 1 倍单台主变压器额定电流内。②E 类负荷率共出现 9 次，平均电流 224A，相当于 1. 36 倍单台主变压器额定电流，最大一次 232A 相当于 1. 40 倍单台主变压器额定电流。

3. 停用一台主变的降容方案

（1）过负荷运行的理论依据。

电力变压器国家标准 GB 1094. 1—2013 规定的变压器的使用条件与该厂所处地区实际气候条件对比见表 8-9。

表 8-9　气象条件对比

项　目	国 标 规 定	该　公　司
海拔	不超过 1000m	1250m
最高气温	+40℃	+30℃
最热月平均温度	+30℃	+23. 5℃
最高年平均气温	+20℃	+13 ~ 16℃

（2）订货合同技术文本相关条款。

① 变压器可以在100%负载下长期运行，在正常过负荷和事故过负荷的情况下运行。正常过负荷可以经常使用。

② 过负荷能力见表8-10。

表8-10　变压器过负荷能力

过电流倍数	1.2	1.3	1.45	1.6	1.75	2
允许运行时间/min	480	120	60	20	11	6

表8-10中1.2倍、1.3倍过电流倍数相当于表8-8中D、E两类负荷，而这两类负荷出现比例仅为0.60%，其中最大一次为1.40倍。

（3）该厂有两条生产线，每条生产线可以随时停机的非热工类设备见表8-11，计算电流时功率因数取0.94。生产系统可根据过载情况及生产系统实际情况选择停机或减产运行。

表8-11　可随时停机的设备

生产工段	负荷/kW	折算到主变压器一次侧电流/A
矿山	1200	6.70
原料粉磨	7500	41.88
原煤粉磨	1500	8.38
水泥粉磨	5500	30.71

（4）需采取的措施。

从以上分析可以看出，完全可以停运一台变压器。根据相关政策，两台主变压器轮流报停，每台每年运行半年，停运的变压器起到了“备用”变压器的作用。当然还应采取一定的措施，如：

① 增加主变压器冷却风机。

② 总降后台机系统修改程序：当主变压器一次侧电流达到A类负荷率或主变压器上层油温达到规定上限时语音报警，并将此信号上传到生产系统中央控制室DCS中，同时总降值班人员听到报警后电话通知公司生产调度，采取必要的措施。在油温不超标的情况下，如果是A、B类可以继续运行，但不能再增加负荷；如果是C、D、E类应在1h或0.5h内降负荷降到A类。

③ 还可增加变压器在线监测装置。与停运一台主变压器所带来的巨大经济效益相比，增加在线监测装置的投资还是很少的。

④ 对总降的日常抄表工作必须从严要求，经常检查。总降抄表记录必须准确及时，才能得出真实可靠的分析数据。

（5）经济效益。

① 以建厂以来平均负荷率最高的2013年4月为例，改用一台后增加有功损耗32.10kW，每年增加电费支出14.25万元（电度电价0.5067元/（kW·h））。

② 每年节省基本电费1134万元。

③ 每年总节省1120万元电费支出，相当于节省6.22台主变压器的价格（该主变压器

合同采购价格为180万元）。

例三：基本电费多种缴纳方案比较及相关费用考虑

1. 企业基本情况

（1）某公司有3条完全一样的生产线。总降为66kV进线，有两台主变压器，1#主变压器10000kV·A，给3#生产线设备供电，正常负荷在6500～7500kW之间；2#主变压器16000kV·A，给1#、2#生产线设备供电，正常负荷在12500～15000kW之间（根据值班抄表记录统计，超过14000kW以上的次数占4.89%）。全部停产时检修、销售设备、办公等后勤系统450kW即可满足要求。

基本电价22元/kV·A/月，最大需量电价33元/kV·A/月。

（2）公司产品销售淡旺季差别很大。根据投产以来历年生产情况统计得出：每年1.1—2.15（1.1表示1月1日，下同）全部停产；2.16—3.31 1条线生产；4.1—10.31 7个月2条线生产；11.1—12.15 1条线生产；12.16—12.31全部停产。或者：3.16—11.30 8.5个月2条线生产；12.1—下年3.15—3.5个月全部停产。

（3）3#生产线设备投产5年后因销售等问题被集团拆走安装到其他公司。集团内其他公司有一台同电压等级容量10000kV·A的闲置变压器可调用。

现对该总降基本电费缴纳方案进行讨论。

2. 容易想到的具有可比性的容量交费方案至少有29种（见表8-12）

表8-12　各种缴费方案比较

序号	主变运行方式	基本电费缴纳方案	每年缴纳金额/万元	节省/万元
1	1#永久停运，只运行2#	F111 容量	1.6×22×12=422.4	-44
		F121 需量	1.5×12×33=594	-215.6
		F122 需量	（1.5×7+0.75×5）×33=470.25	-91.85
		F123 需量	（1.5×8.5+0.4×1.6×3.5）×33=494.67	-116.27
		F124 需量	（1.5×7+0.75×3+0.4×1.6×2）×33=462.99	-84.59
2	两台轮流运行，1#运行7个月，2#运行6个月	F211 容量	（1.6×7+1×6）×22=378.4	0
		F212 容量	（1.6×8.5+1×6）×22=431.2	-52.8
3	1#不动，2#改为4000kV·A，2条线同时生产时两者并联	F311 容量	（1.4×7+1×3+0.4×2）×22=299.2	79.2
		F312 容量	（1.4×8.5+0.4×3.5）×22=292.6	85.8
4	1#不动，2#改为5000kV·A，2条线同时生产时两者并联	AF411 容量	（1.5×7+1×3+0.5×2）×22=319	59.4
		F412 容量	（1.5×8.5+0.5×3.5）×22=319	59.4
5	1#不动，2#改为6300kV·A，2条线同时生产时两者并联	AF511 容量	（1.63×7+1×3+0.63×2）×22=344.74	33.66
		F512 容量	（1.63×8.5+0.63×3.5）×22=353.32	25.08
6	1#改为500kV·A，2#不动	AF611 容量	（1.6×7+1.6×3+0.05×6）×22=358.6	19.8
		F612 容量	（1.6×8.5+0.05×6）×22=305.8	72.6
7	1#改为630kV·A，2#不动	AF711 容量	（1.6×7+1.6×3+0.063×6）×22=360.32	18.08
		F712 容量	（1.6×8.5+0.063×6）×22=307.52	70.88

（续）

序号	主变运行方式	基本电费缴纳方案	每年缴纳金额/万元	节省/万元
8	1#改为500kV·A，2#改为非标容量15000kV·A	AF811 容量	（1.5×7+1.5×3+0.05×6）×22=336.6	41.8
		F812 容量	（1.5×8.5+0.05×6）×22=287.1	91.3
9	1#改为630kV·A，2#改为非标容量15000kV·A	AF911 容量	（1.5×7+1.5×3+0.063×6）×22=338.32	40.08
		F912 容量	（1.5×8.5+0.063×6）×22=288.82	89.58
10	1#改为2000kV·A，2#改为12500kV·A，2条线同时生产时两者并联	AF1011 容量	（1.45×7+1.25×3+0.2×2）×22=314.6	63.8
		F1012 容量	（1.45×8.5+0.2×3.5）×22=286.55	91.85
11	1#改为3150kV·A，2#改为12500kV·A，2条线同时生产时两者并联	AF1111 容量	（1.565×7+1.25×3+0.315×2）×22=337.37	41.03
		F1112 容量	（1.565×8.5+0.315×3.5）×22=316.91	61.49
12	1#改为6300kV·A，2#改为8000kV·A，2条线同时生产时两者并联	AF1211 容量	（1.43×7+0.8×3+0.63×2）×22=300.74	77.66
		F1212 容量	（1.43×8.5+0.63×3.5）×22=315.92	62.48
13	用2台非标容量7500kV·A替换1#、2#主变压器	AF1311 容量	（1.5×7+0.75×5）×22=313.5	64.9
		F1312 容量	（1.5×8.5+0.75×3.5）×22=338.25	40.15
14	1#改为8000kV·A，2#改为8000kV·A	AF1411 容量	（1.6×7+0.8×5）×22=334.4	44
		F1412 容量	（1.6×8.5+0.8×3.5）×22=360.8	17.6
15	1#不动，2#改为10000kV·A（集团内调拨）	AF1511 容量	（2×7+1×5）×22=418	-39.6
		F1512 容量	（2×8.5+1×3.5）×22=451	-72.6

说明：

（1）按容量缴纳基本电费时，应注意：一年申请暂停次数不超过2次，累计暂停时间不得超过6个月（详见8.6.3节）。

按最大需量缴纳基本电费时，应注意：最小缴费申请容量一般不低于受电设备总容量的40%。用户可根据用电需求情况，提前半个月申请变更下一个月的合同最大需量，电网企业不得拒绝变更，但用户申请变更合同最大需量的时间间隔不得少于6个月（详见8.6.4节）。

（2）表8-12中15种主变压器运行方式中，在不对主变压器做改动的情况下最经济的是运行方式2，容量交费方案为F211，因此以F211为基准，其他方案都与之比较。除方式2有2种需量（即最大需量，下同）交费方案外，其他方式都有4种需量交费方案，但除与F121相同的方案外，在现阶段其他都无法执行。如方式1中的F122：4.1-10.31 7个月生产，11.1-第二年3.31 5个月按1条线生产申请需量，每年有3个时间段，需要2个需量值。尽管可在第一年10.1-10.31间办理11.1-第二年3.31期间的需量变更手续，但第二年生产需要增加需量也只能从5月1日起，否则无法满足6个月间隔规定，而F123、F124更无法实施。至于可否在供电合同种约定每年有2个及以上最大需量而不必每年办理相应手续，目前相关文件没有规定，实际工作中各地供电部门均不允许。与F211相比，所有需量方案均需交纳更多的基本电费（表中节省一栏显示为负值“-”），因此，其他各种需量交费方案都不再列出（本案例中容量方案有29种、需量方案58种，总计87种）。

（3）容量方案中主变压器报停的实现（以方式4为例）：10000kV·A主变压器每年报

停1次：12.16－下年2.15停运；5000kV·A主变压器每年报停2次：11.1－12.15，2.16－3.31停运。符合规定要求。

（4）运行方式6、8中的66kV/500kV·A变压器需定制，因GB/T 6451—2015中66kV电压等级变压器的标准容量为630～63000kV·A，即没有66kV/500kV·A的变压器。

（5）运行方式10、11中两台容量之比大于3∶1，可能造成负荷分配不合理（一台过载另一台欠载），因此应慎重考虑。实际工作中若采用此方式，两台主变压器应同一个合同向同一生产厂家订货，并在合同技术文本中详细说明，厂家应按照并联的相关条件精心设计并在制造过程中严格控制相关参数。

（6）设功率因数为0.94，对于运行方式3，主变压器满载时可带负荷14000×0.94=13160kW，当负荷为14000kW时，主变压器负荷率为14000/14000/0.94=106.4%；当负荷为15000kW时，主变压器负荷率为15000/14000/0.94=114%。对于运行方式7，主变压器满载时可带负荷14300×0.94=13442kW，当负荷为14000kW时，主变压器负荷率为14000/14300/0.94=104.2%；当负荷为15000kW时，主变压器负荷率为15000/14300/0.94=111.6%。因此，运行方式3、10、12是否可行，还需像例二那样有更详细的负荷统计及当地气象条件等数据才能确定。

3. 相关费用的考虑

设：改造总费用为V，设备采购费用为F，设计、安装费用为S；①国家相关财税政策，如固定资产投资增值税等是否可冲减抵税C_1，采用节能变压器是否有优惠补贴C_2；②原有设备残值C_3，估值时就低不就高；③销售有明显淡旺季时，1条线生产电耗与2条线生产时丰谷电价造成的产品成本差别C_4；④采用季节性电价（水电比例较大地区的丰枯电价）地区，在电价变化相邻的两个月，若本可在低电价月2条线生产而下一个高价月时全部停产但由于停运主变造成需1条线在高电价月还要生产一个月而增加的电费C_5；⑤2条线夜班生产时增加的夜班工资补助、餐补等费用C_6；⑥与白天生产相比必须增加的照明电耗费用（不包括不论是否生产都必需的道路照明等）C_7；⑦更换变压器时采用节能变压器的节电费用C_8；⑧多一次开机过程（从开机到达到正常或额定台时的时间）、停机过程（从正常台时减产直至全部停机的时间）影响的产量进而造成电耗较高引起的相对损失C_9；⑨由于负荷率提高导致变压器总的损耗增加而增加的电度电费C_{10}；⑩主变压器改造导致停产带来的利润损失C_{11}（更换变压器时间较短，可利用生产系统计划检修进行，此时停产造成利润损失不计入主变压器改造工程）。还应注意：最大台时产量时是否节能即单位产品电耗是否最低，需要观察、测试、统计。则：

$$V=F+S-C_1-C_2-C_3+C_4+C_5+C_6+C_7-C_8+C_9+C_{10}+C_{11}$$

上式中$C_4\sim C_{10}$是比较“隐形”的费用，有的还不易直接计算、测量，但应予以考虑估计。

如果仅从经济效益考虑，可以保守地按照：两方案之间（如F411与F211、F1211与F411）改造总费用V的差在3年内通过节约的基本电费能够收回，就可进行。实际工作中，很多情况下改造总费用一年内就可收回。但还应考虑主变压器运行的灵活性等因素，如方式13、14中的2台主变压器与方式3～12相比均可单独带1条线生产运行，灵活性更强。

8.8 运行分析制度

（1）运行分析工作主要是对变电设备运行工作状态、负荷情况进行分析、摸索规律，找出薄弱环节，有针对性地制定防止事故措施。

（2）运行分析的次数规定：综合运行分析每月一次；专题运行分析根据情况，不定期地进行。

（3）运行分析的内容如下：分析本站安全运行、经济运行、运行管理，找出影响安全、经济的因素及可能存在的问题。针对其薄弱环节提出实现安全、经济运行的措施。其主要内容如下：如：系统接线方式，自动装置的配置，后台计算机故障记录统计、设备完好率，保护或断路器正确动作率，两票合格率，事故、障碍、异常运行，重大设备缺陷，预防性试验结论及劣化趋势，仪表指示，规章制度执行情况，设备运行可调小时，最大及最小出力，耗能指标完成情况，电压质量，培训计划情况及效果，记录填写，资料管理，文明生产等。

第9章　设备管理

9.1　设备定期维护和状态检修管理

9.1.1　设备定期维护工作管理

（1）总降设备除按有关专业规程及厂家的规定进行试验和检修外，还应进行必要的维护工作。

（2）总降投产运、改、扩建或设备检修后应进行验收并建立健全设备台账，备齐各种技术资料。

（3）总降的二次线及端子箱应按本单位规定定期进行检查。

（4）按季节性特点及时做好防污、防汛、迎峰等各项工作。

（5）总降设备室的通风设备、照明设备应运行良好。

（6）蓄电池应定期进行检查、清扫和维护。

9.1.2　状态检修管理

应采用先进成熟的设备管理理念，例如基于巡检及例行试验、诊断性试验、在线监测、带电检测、家族缺陷、不良工况等状态信息，对设备进行状态评估，进而推行状态检修，防止过度检修和不足检修，节约检修成本。两大电网公司很早就开展了这方面的工作，目前还在不断地总结、完善之中。用户变电站根据本企业的实际情况，可以针对性地开展某些方面的工作，以提高变电站运行的安全性、可靠性为核心，节约检修成本。

状态检修是企业以安全、可靠性、环境、效益为基础，通过设备状态评价、风险评估、检修决策等手段开展设备检修工作，达到设备运行安全可靠，检修成本合理的一种检修策略。为做好状态检修工作，国网公司出台了包括设备信息收集、设备状态评估、风险评估、检修策略、检修计划、检修实施及绩效评价等7个环节的一系列制度、标准。据《国家电网公司关于规范开展状态检修工作意见》（2008年3月），仅仅到2008年初就已制编制出相关的各类管理制度、技术标准约140份、设备检修工艺导则约300份。下面列出39类交流输变电设备状态评价、检修导则目录等，供查阅参考，其中不少正在转化为电力行业标准DL/T。

1）Q/GDW 168—2008 输变电设备状态检修试验规程（修订版标准号为Q/GDW 1168—2013）

2）Q/GDW 169—2008 油浸式变压器（电抗器）状态评价导则

3）Q/GDW 170—2008 油浸式变压器（电抗器）状态检修导则

4）Q/GDW 171—2008 SF_6 高压断路器状态评价导则

5）Q/GDW 172—2008 SF_6 高压断路器状态检修导则

6）Q/GDW 173—2008 架空输电线路状态评价导则

7）Q/GDW 174—2008 架空输电线路状态检修导则

8）Q/GDW 445—2010 电流互感器状态检修导则

9）Q/GDW 446—2010 电流互感器状态评价导则
10）Q/GDW 447—2010 气体绝缘金属封闭开关设备状态检修导则
11）Q/GDW 448—2010 气体绝缘金属封闭开关设备状态评价导则
12）Q/GDW 449—2010 隔离开关和接地开关状态检修导则
13）Q/GDW 450—2010 隔离开关和接地开关状态评价导则
14）Q/GDW 451—2010 并联电容器装置（集合式电容器装置）状态检修导则
15）Q/GDW 452—2010 并联电容器装置（集合式电容器装置）状态评价导则
16）Q/GDW 453—2010 金属氧化物避雷器状态检修导则
17）Q/GDW 454—2010 金属氧化物避雷器状态评价导则
18）Q/GDW 455—2010 电缆线路状态检修导则
19）Q/GDW 456—2010 电缆线路状态评价导则
20）Q/GDW 457—2010 电磁式电压互感器状态检修导则
21）Q/GDW 458—2010 电磁式电压互感器状态评价导则
22）Q/GDW 459—2010 电容式电压互感器、耦合电容器状态检修导则
23）Q/GDW 460—2010 电容式电压互感器、耦合电容器状态评价导则
24）Q/GDW 598—2011 干式并联电抗器状态检修导则
25）Q/GDW 599—2011 干式并联电抗器状态评价导则
26）Q/GDW 600—2011 消弧线圈装置状态检修导则
27）Q/GDW 601—2011 消弧线圈装置状态评价导则
28）Q/GDW 602—2011 110（66）kV 及以上电压等级交直流穿墙套管状态检修导则
29）Q/GDW 603—2011 110（66）kV 及以上电压等级交直流穿墙套管状态评价导则
30）Q/GDW 604—2011 35kV 油浸式变压器（电抗器）状态检修导则
31）Q/GDW 605—2011 35kV 油浸式变压器（电抗器）状态评价导则
32）Q/GDW 606—2011 变电站直流系统状态检修导则
33）Q/GDW 607—2011 变电站直流系统状态评价导则
34）Q/GDW 608—2011 所用电系统状态检修导则
35）Q/GDW 609—2011 所用电系统状态评价导则
36）Q/GDW 610—2011 变电站防雷及接地装置状态检修导则
37）Q/GDW 611 一2011 变电站防雷及接地装置状态评价导则
38）Q/GDW 612—2011 12（7.2）~40.5kV 交流金属封闭开关设备状态检修导则
39）Q/GDW 613—2011 12（7.2）~40.5kV 交流金属封闭开关设备状态评价导则

9.2 继电保护

（1）保护及自动装置新投入或需改变定值且拿到书面正式定值后，总降主管应根据定值修改的相关规定办理审批等相关手续，负责保护定值核对并确认无误后，方可投入运行，同时做好相关记录。

（2）保护及自动装置屏（柜）前后屏眉要有保护专业统一规范的名称。

（3）保护室的空调按运行设备进行管理。

（4）保护及自动装置动作或告警后，运行人员必须准确记录控制屏光字牌、保护屏信号，及时向总降主管或设备保全部领导汇报。

（5）停运的保护及自动装置屏（柜），必须有“已停运”标示。

9.3 设备缺陷管理

9.3.1 主管部门的职责

设备保全部负责设备缺陷的统一管理,其职责为：

（1）督促总降贯彻执行本规范，并检查执行情况。

（2）及时掌握主要设备危急和严重缺陷。

（3）结合总部年中、年终检查工作对设备缺陷进行综合分析，根据缺陷产生的规律，提出年度反事故措施。

9.3.2 主管人员的职责

总降主管为总降缺陷管理专责人，其职责为：

（1）及时了解和掌握总降设备的全部缺陷和缺陷的处理情况。

（2）对设备缺陷实行分类管理，做到每个缺陷都有处理意见和措施。

（3）总降发现缺陷后应对缺陷进行定性，并记入缺陷记录，汇报设备保全部领导。

9.3.3 缺陷分类的原则

1. 危急缺陷

设备或建筑物发生了直接威胁安全运行并需立即处理的缺陷，否则，随时可能造成设备损坏、人身伤亡、大面积停电、火灾等事故。

2. 严重缺陷

设备处于异常状态，可能发展为事故，但设备仍可在一定时间内继续运行，必须加强监视并尽快安排进行大修处理的缺陷。

3. 一般缺陷

上述危急、严重缺陷以外的设备缺陷，指性质一般，情况较轻，如设备本身及周围环境出现不正常情况，对安全运行影响不大的缺陷，可列入小修计划进行处理的缺陷。

9.3.4 缺陷管理

（1）一般缺陷应定期上报，以便安排处理。

（2）运行人员发现危急、严重缺陷后，应立即上报。

（3）危急缺陷消除时间不得超过 24h，严重缺陷应在 7 天内消除，一般缺陷可结合检修计划尽早消除，但必须处于可控状态。

（4）总降主管负责单位定期开展缺陷统计分析工作，及时掌握缺陷消除情况和缺陷产生的原因，采取有针对性相应措施。

（5）消缺工作应列入各设备保全部工作计划中。对危急、严重或有普遍性的缺陷要及

时研究对策，制定措施，尽快消除。

（6）缺陷消除时间应严格掌握，对危急、严重、一般缺陷要严格按照规定的时间进行消缺处理。

9.3.5 事故隐患

9.3.5.1 隐患与缺陷的区别

1. 隐患的性质、发现、发展

（1）隐患的性质。

隐患的“隐”字体现了潜藏、隐蔽，而“患”字则体现了祸患，不好的状态。隐患具有潜伏性、暴发性、先天性、突然性。主要是由于设计或施工中存在未知因素而造成的先天性缺陷，往往在事故爆发后根据调查分析才能得以显露，因而它对安全产生的威胁极大，大部分属于不可控范畴。如电压互感器由于内部绝缘隐患在过电压情况下导致互感器的爆炸等。

（2）隐患的发现。

隐患的性质决定了它的隐蔽性，暴发前无明显影响运行的特征，发现比较困难，判断又缺乏参考依据，因此隐患的发现往往要结合一些同类事故案例和运行数据以及人员的现场经验，经过分析讨论才能定性。隐患的消除应针对技改项目。

（3）隐患的发展。

隐患受到外界的刺激，如系统过电压、过负荷、恶劣环境或极限状况等情况，轻则发展为现行的缺陷（一般是危急缺陷），重则直接暴发为事故，由于其突发性，往往来不及采取措施，所以造成的危害大、损失大。

2. 缺陷的性质、发现、后果

（1）缺陷的性质及发现。

缺陷按字典解释即欠缺或不过完备的地方。缺陷具有暴露性、预见性、后天性、发展性，电力系统将其分为一般缺陷、严重缺陷、危急缺陷三级。因为它具有明显征兆，所以对可发生的事故有预见性，又由于它有一个逐步发展的过程，所有人们有足够的时间采取针对性措施将其消除，因此它的危害远小于隐患。因此缺陷的消除是计划性的，属于可控、在控、能控范畴。

（2）缺陷的后果。

在电力系统中，相关人员只要按要求认真巡检和检查，大部分缺陷都可以及时发现。关键是要认真负责，发现缺陷后处理要及时，否则，将会使缺陷逐步升级，甚至发生事故。

9.3.5.2 事故隐患的排查管理

（1）根据可能造成的事故后果，事故隐患分为重大事故隐患和一般事故隐患两级。

1）重大事故隐患。指可能造成人身死亡事故，重大及以上电网、设备事故，由于供电原因可能导致重要电力用户生产严重事故的事故隐患。

2）一般事故隐患。指可能造成人身重伤事故，一般电网和设备事故的事故隐患。

（2）事故隐患排查治理。

1）安全生产事故隐患排查治理是企业管理的重要内容，按照“谁主管、谁负责”和“全方位覆盖、全过程闭环”的原则，明确责任主体，落实职责分工，实行分级分类管理。

2）总降事故隐患排查治理由公司设备副总（或电气副总、电气副总工）负总责，设备

保全部电气经理按流程图督促跟踪负责（见图 9-1），设备保全部总降主管具体负责并按照表 9-1 ~ 表 9-3 要求建立缺陷及隐患管理台账，及时更新核对，保证台账与实际相符并记入生产安全管理系统，做好统计整理工作，及时上报、跟踪落实。

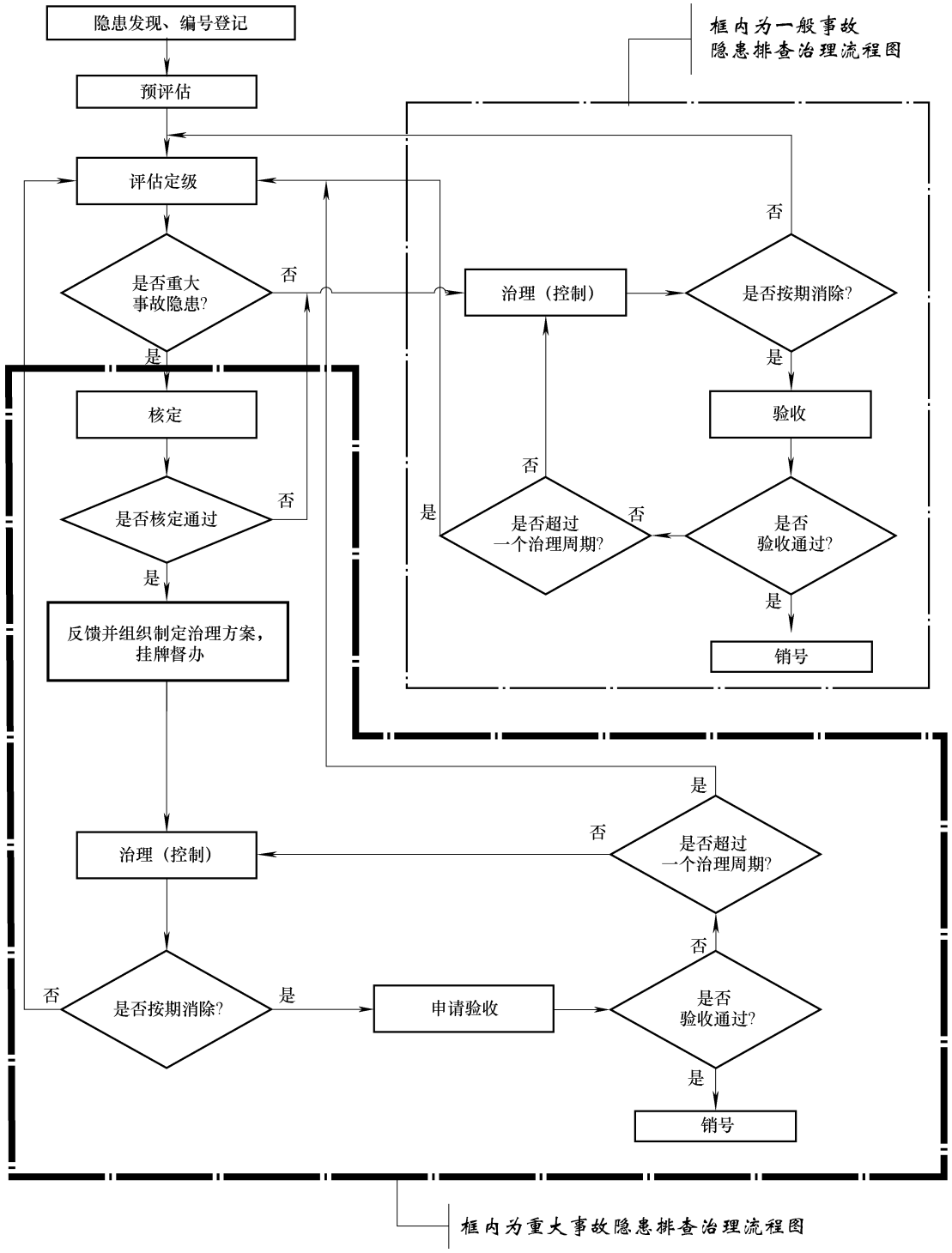


图 9-1　事故隐患排查治理工作流程图

表 9-1　重大事故隐患排查治理档案表

××××年度　　××××公司

<table>
<tr><td rowspan="4">发现</td><td>事故隐患问题</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td>隐患编号</td><td></td><td>隐患所在单位</td><td></td><td>专业分类</td><td></td></tr>
<tr><td>隐患发现人</td><td></td><td>发现人单位</td><td></td><td>发现日期</td><td></td></tr>
<tr><td>事故隐患
内容</td><td colspan="5"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">预评估</td><td>可能导致后果</td><td colspan="3"></td><td>归属职能部门</td><td></td></tr>
<tr><td>预评估等级</td><td></td><td>预评估负责人
签名/日期</td><td></td><td>部门领导审核
签名/日期</td><td></td></tr>
<tr><td>评估</td><td>评估等级</td><td></td><td>评估负责人
签名/日期</td><td></td><td>公司领导审核
签名/日期</td><td></td></tr>
<tr><td>核定</td><td>集团总部对重大事故
隐患的核定意见</td><td colspan="3"></td><td>职能部门负责人
签名/日期</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="7">治理</td><td>治理责任单位</td><td colspan="3"></td><td>治理责任人</td><td></td></tr>
<tr><td>治理期限</td><td colspan="5">自　　年　月　日至　　年　月　日</td></tr>
<tr><td colspan="2">治理目标任务是/否落实</td><td></td><td colspan="2">治理经费物资是/否落实</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">治理时间要求是/否落实</td><td></td><td colspan="2">治理机构人员是/否落实</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">安全措施应急预案是/否落实</td><td></td><td colspan="2">累计完成治理资金（万元）</td><td></td></tr>
<tr><td>治理完成情况</td><td colspan="5"></td></tr>
<tr><td rowspan="5">验收</td><td>验收申请单位</td><td colspan="2"></td><td>负责人</td><td></td><td>日期</td><td></td></tr>
<tr><td>验收组织单位</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td>验收意见</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td>结论</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td>验收组长</td><td colspan="3"></td><td>日期</td><td colspan="2"></td></tr>
</table>

注：1. 事故隐患按发现顺序编号，格式为：单位汉字名称简写 + 年号 + 顺序号。

2. 本表由事故隐患所在单位负责填写、流转和管理，验收结束后报安全监察部门建档。

表 9-2　一般事故隐患排查治理档案表

××××年度　　××××公司

<table>
<tr><td rowspan="5">发现</td><td>事故隐患问题</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td>隐患编号</td><td></td><td>隐患所在单位</td><td></td><td>专业分类</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>隐患发现人</td><td></td><td>发现人单位</td><td></td><td>发现日期</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>事故隐患内容</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td rowspan="3">预评估</td><td>可能导致后果</td><td colspan="4"></td><td>归属职能部门</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">预评估等级</td><td rowspan="2"></td><td>预评估负责人</td><td></td><td>日期</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>部门领导审核</td><td></td><td>日期</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">评估</td><td rowspan="2">评估等级</td><td rowspan="2"></td><td>评估负责人</td><td></td><td>日期</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>公司领导</td><td></td><td>日期</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="3">治理</td><td>治理责任单位</td><td colspan="4"></td><td>治理责任人</td><td></td></tr>
<tr><td>治理期限</td><td colspan="6">自　　年　月　日至　　年　月　日</td></tr>
<tr><td>治理完成情况</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td rowspan="5">验收</td><td>验收申请单位</td><td colspan="2"></td><td>负责人</td><td></td><td>日期</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>验收组织单位</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td>验收意见</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td>结论</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td>验收组长</td><td colspan="3"></td><td>日期</td><td colspan="2"></td></tr>
</table>

注：1. 事故隐患按发现顺序编号，格式为：单位名称简写 + 年号 + 顺序号。

2. 本表由事故隐患所在单位负责填写、流转和管理，验收结束后报安全部门建档。

表 9-3　事故隐患排查治理一览表

（××××年 1 月 – ××月）

填报单位：　　填报时间：　　年　月　日

序号	隐患编号	事故隐患问题	评估定级	专业分类	归属职能部门/单位	治理期限	是否消除	未消除的隐患，当月整改进展情况（重大隐患应说明累计投入资金）

3）事故隐患排查治理应纳入日常工作中，按照“（排查）发现-评估-报告-治理（控制）-验收-销号”的流程形成闭环管理。

9.3.6 隐患和缺陷的预控措施

不少缺陷是由隐患发展而来的，这些隐患又往往是在生产、安装、试验或验收阶段没有严格按照规范标准执行而产生的。

（1）严格按照工艺要求和标准开展施工作业，加强施工过程管控。

（2）规范设备验收，提高验收质量。

（3）严格执行预防性试验和核对性检查，不能图省事而“节减”试验项目，以便充分暴露问题，杜绝隐患产生。

（4）加强设备巡检，及时发现隐患和缺陷，防止事故的发生。

（5）全面开展作业项目的危险点分析，避免产生盲点，留下死角，盲点本身也是隐患，管理就要面面俱到。

（6）要逐级追溯，明确责任主体，要从源头上解决问题。

9.3.7 建立缺陷库

国家电网公司、南方电网公司及各省级电力公司都建立了自己的缺陷库，有的多达近500页。企业可以根据自己单位的实际情况，由设备保全部牵头，生产安全部配合，本着“实用、够用、考虑可能”的原则建立总降的基本缺陷库，定期组织总降人员学习研讨并逐步修改完善。要注意尽可能地让总降人员都参与到建库的工作中来，对表现好的可予以适当的奖励。建库的过程，本身就是一个学习的过程。

9.4 总降设备标志管理

（1）运行设备必须具有标志牌。室外设备标志牌材质应为不锈钢或铝合金。

（2）总降设备应统一标志、统一管理。

（3）总降设备标志牌应建立统一档案，内容应包括：名称及图形符号、字色及图色、底色、尺寸、材质、安装位置、数量，应有纸质和电子两种档案，电子档案中标志牌应有清晰的图片。

9.5 功率因数及电压调整管理

（1）总降功率因数根据总部要求，暂定调整范围为0.95～0.99，即低于0.95投入，0.99切除。请注意，由于总降无功补偿装置容量较大，很可能造成过补偿，即无功倒送。根据相关规定，电力系统计算功率因数时是将实用无功电量和倒送无功电量的绝对值之和作为总无功电量的，因此要注意观察功率因数上限值是否合适，否则下调至0.98。

（2）如果有条件，应对总降最佳功率因数进行计算，主要是计算比较供电公司电费奖惩与补偿部分自身消耗有功电能所产生的电费的大小。不经计算，把功率因数从某一低值调

至某一高值，有时会造成更大的电费支出。

（3）加强并联电容器组、并联电抗器的维护与管理，保障足够的可调容量。

（4）加强电压监测仪的管理，按有关要求报送无功电压监测报表。

（5）有载调压变压器分接头按以下规定进行调整：以 10kV 侧母线三相线电压为准，低于 9.7kV 向上调至 10.2kV 左右，高于 10.5kV 向下调至 10.2kV（根据国家标准 GB 12325—2008 规定：供电电压偏差的极限为 标称电压≤20kV　三相供电 ±7%。

9.6　余热发电并网管理

9.6.1　概述

（1）余热（余压）是在一定经济技术条件下，在能源利用设备中没有被利用的能源，也就是多余、废弃的能源。它包括高温废气余热、冷却介质余热、废气废水余热、高温产品和炉渣余热、化学反应余热、可燃废气废液和废料余热以及高压流体余压等 7 种。据调查，各行业的余热总资源约占其燃料消耗总量的 17% ~67%，可回收利用的余热资源约为余热总资源的 60%，即可回收利用的余热资源约为燃料消耗总量的 10.2% ~40.2%。预计 2015 年全国能源消费总量为 43 亿 t 标煤，可回收利用的余热资源高达 4.39 ~17.29 亿 t 标煤，节能潜力巨大。

余热发电属于国家鼓励发展的资源综合利用项目。《中华人民共和国循环经济促进法》和《中华人民共和国节约能源法》都提出鼓励工业企业采用余热余压利用等先进用能技术；而有关政府部门颁布的水泥行业准入条件中也明确规定，新建水泥生产线必须配置纯低温余热发电设备，否则不予核准。余热发电在水泥、玻璃、钢铁、化工、焦炭等行业已有广泛的应用。目前国内相比较而言，水泥行业余热发电最为成熟，也最为普遍，现在规模以上的水泥生产线基本都配置了余热发电系统。它是在不改变水泥生产的工艺参数和产品能源单耗的情况下，将原来直接排入大气的 280 ~350℃的废气重新利用来发电，一条日产 5000t 的水泥熟料生产线，一般配置一套 9MW 的余热发电系统，在回转窑连续生产的情况下，每个月可发电 600 万 kW·h 左右，可满足整条生产线 1/3 的用电量，经济效益、社会效益相当可观。余热发电机组随水泥回转窑启停，电量“自发自用”，因发电量只能满足公司生产用电需求的 1/3 左右，因此不具备余量上网能力。接入形式为“并网不上网”，即发电机发出的电能接入公司总降 10kV 开关柜母线，然后与电力公司所供电能一起通过 10kV 高压柜配出供车间生产设备使用。

（2）余热发电系统应按电力系统相关规定办理各种手续，并通过上级供电公司的验收后方可并网运行。其建设并网流程与业扩新装类似，都要经过设计、评审、施工、验收、签订并网协议等环节。

（3）上（并）网相关政策

余热（余压）发电属于分布式电源项目。《分布式发电管理暂行办法》（发改能源［2013］1381 号）**第八条　目前适用于分布式发电的技术包括：（五）工业余热余压余气发电及多联供技术；**

国家电网公司《分布式电源项目并网服务管理规则》（修订版）（营销［2014］174 号）

第六条　分布式电源发电量可以全部自用或自发自用余电上网，由用户自行选择，用户不足电量由电网提供；上、下网电量分开结算，各级供电公司应均按国家规定的电价标准全额保障性收购上网电量，为享受国家补贴的分布式电源提供补贴计量和结算服务。

第八条　公司在并网申请受理、项目备案、接入系统方案制定、设计审查、电能表安装、合同和协议签署、并网验收与调试、补助电量计量和补助资金结算服务中，不收取任何服务费用。

（4）并网（调度）协议的关键是并网费用问题。

9.6.2　余热发电并网费用相关政策

9.6.2.1　系统备用费

（1）收取系统备用费的政策文件依据

从以下历年来国家相关部门文件看，余热发电上网是需要缴纳系统备用费的，但缴纳价格应由省级价格主管部门确定。问题是，至今很多省份仍然没有公布具体价格。导致有的省份不收取，有的从2002年就开始收取了，并且价格差别较大。在没有公布价格的省份，有的是省级供电部门与企业协商后报省级价格主管部门确认批复，一厂一价，问题很多；有的是省级供电部门与企业协商后签订协议，不上报，没有上级的批准，严格来说这是不合法（规）的。

1）《国家发改委国家电监会关于进一步落实差别电价及自备电厂收费政策问题的通知》（发改电［2004］159号）：**六、与电网连接的所有企业自备电厂（含资源综合利用、热电联产电厂）均应向接网的电网公司支付系统备用费。系统备用费标准按合理补偿成本的原则确定，可参照所在省电网现行大工业销售电价中基本电价水平（按变压器容量计收标准）确定，也可按自备电厂与电网已协商一致的水平确定。系统备用费按并网协议中约定的电网所能提供的备用容量交纳；对没有约定备用容量的，按企业变压器容量或最大需量扣减电网向其供电的平均负荷确定。具体水平由省级价格主管部门按以上原则制定，报国家发展改革委备案。**

2）《国务院批转发展改革委、能源办关于加快关停小火电机组若干意见的通知》（国发［2007］2号）；

3）《国家发改委国家电监会国家能源局关于规范电能交易价格管理等有关问题的通知》（发改价格（2009）2474号）；

4）国家电力监管委员会《关于规范水泥窑低温余热发电机组并网运营的意见》（电监市场［2012］65号）：**七、拥有水泥窑低温余热发电机组的水泥企业应按国家有关规定向电网企业支付系统备用费。系统备用费标准应按照合理补偿成本的原则确定。电网企业应披露系统备用费收取方式和标准等信息，并接受监督。十、钢铁、玻璃、化工等其他行业类似的低温余热余压发电机组，可参照执行。**

从以上诸多文件可以看出：余热发电项目是国家鼓励的资源综合利用项目，是否建设不需要得到供电部门的许可，不得存在指定行为；供电部门应积极提供接入、并网的相关服务。

（2）收取备用费存在的问题

至今很多省级价格主管部门并未出台有关系统备用费收费标准的文件，导致供电部门、

企业都很为难，所以各地执行情况不一，有的只收取政府附加和基金，不收系统备用费；有的政府附加和基金、系统备用费都收取，而有的附加基金、备用费都不收取。

案例 某5000t/d熟料水泥生产线，安装一台9MW纯低温余热发电机组，2014年5月与当地供电部门签订并网协议，2014年6月建成后如期并网。变压器基本电价26元/（kVA·月）。系统备用费：发电机额定功率的年基本电费总额除以年理论发电量，即 $9000\times26\times12/9000\times24\times365=0.0365$ 元/kW·h，每月按实际发电量抄表计算收取；附加：只收取可再生能源电价附加0.015元/kW·h，没有收取国家重大水利工程建设基金。

9.6.2.2　附加基金

（1）收取附加基金的政策文件依据

1）发改电［2004］159号文件：

三、向企业自备电厂征收基金及附加的适用范围为：除国家鼓励发展的资源综合利用(利用余热余压发电、煤矸石发电等)、热电联产自备电厂之外的自备电厂。

四、对企业自备电厂征收的基金仅限于三峡基金、农网还贷基金和城市公用事业附加，不得再加收其他基金及附加。农网还贷基金征收标准统一为每千瓦时0.02元。

2）（国发［2007］2号）文件：**十三、改进并加强对企业自备电厂的管理，对自备电厂自发自用电量征收国家规定的三峡工程建设基金、农网还贷资金、城市公用事业附加费、可再生能源附加、大中型水库移民后期扶持资金等，并按规定收取备用容量费。**

3）财政部《关于征收国家重大水利工程建设基金有关问题的通知》（财综［2010］97号）：**二、财综［2009］90号文件已明确，资源综合利用（利用余热余压发电、煤矸石发电等)、热电联产的企业自备电厂纳入基金征收范围，各地应按此规定对资源综合利用、热电联产的企业自备电厂征收基金，不得免征。**

4）财政部关于印发《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》的通知（财综［2011］115号）：

第八条（三）企业自备电厂自发自用电量应缴纳的可再生能源电价附加，由所在地电网企业代征。

部分省份据此下发文件，对资源综合利用企业自备电厂征收可再生能源电价附加，如河北省物价局下发的《关于对资源综合利用企业自备电厂征收可再生能源电价附加的通知》（冀价管［2013］68号）规定：

一、自2013年8月1日起，对资源综合利用（含热电联产）企业自备电厂的自发自用电量征收可再生能源电价附加，由当地电网企业代征，征收标准为每千瓦时0.8分钱。

（2）附加费缴纳争议

从以上文件可以看出，余热发电并网应缴纳的附加电费应该只有国家重大水利工程建设基金，最多再加上可再生能源电价附加。关于可再生能源电价附加，由于此项基金是2006年开始征缴的，因此发改电［2004］159号文件并未提及，其后至今相关文件并未明确必须缴纳。虽然财综［2011］115号要求企业自备电厂自发自用电量应缴纳可再生能源电价附加，但余热发电企业认为该文并未区分普通自备电厂和资源综合利用自备电厂，若不加区别按国发［2007］2号文企业应缴纳多种附加和基金，这与发改电［2004］159号文（该文件并未废止）矛盾，并且现实中很多企业并未交纳国发［2007］2号文所说的附加、基金，所以企业认为财综［2011］115号文应不包括资源综合利用自备电厂。另外，余热发电节能、

环保，与可再生能源发电特别是生物质发电（包括农林废弃物直接燃烧和气化发电、垃圾焚烧和垃圾填埋气发电、沼气发电）十分相似，并且潜力巨大，因此应得到与可再生能源发电一样的支持、补助而不是再缴纳可再生能源附加费，这样有失公平，所以存在争议。

9.7 状态检修试验管理

9.7.1 概述

变电站电气设备的试验可分为型式试验、出厂试验、交接试验、状态检修试验或预防性试验四种类型。前两种试验由制造厂家完成，具体项目见于相应的产品标准，没有统一的标准；后两种有统一的标准，详见本书3.9节、3.10节。

预防性试验是指为了发现运行中设备的隐患，预防发生事故或设备损坏，对设备进行的检查、试验或监测，也包括取油样或气样进行的试验。其工作标准目前仍是原电力工业部于1996年9月发布的DL/T 596—1996《电力设备预防性试验规程》，该标准对旋转电机、变压器及电抗器、互感器、开关设备、套管、支柱绝缘子和悬式绝缘子、电力电缆线路、电容器、绝缘油和SF_6气体、避雷器、母线、二次回路、1kV及以下的配电装置和电力布线、1kV以上的架空电力线路、接地装置、电除尘器等16种电力设备预防性试验的项目、周期、要求等都做了规定。

随着电力设备的更新换代，试验技术的进步，设备管理理论的发展及应用，原预防性试验标准至今没有修订就显得有些滞后了。因此，两大电网公司及下属省级公司先后推出了自己的企业标准，如重庆市电力公司Q/GDW/Z-41-457—2008《电力设备状态评估试验规程》、北京市电力公司《电力设备状态检修试验规程》2011版、南方电网公司的Q/CSG 114002—2011《电力设备预防性试验规程》等，国家电网公司在发布Q/GDW 168—2008《输变电设备状态检修试验规程》之后，根据技术发展及实际应用情况，又发布了修订版的Q/GDW 1168—2013《输变电设备状态检修试验规程》以代替Q/GDW 168—2008；国家能源局于2010年5月发布了DL/T 393—2010《输变电设备状态检修试验规程》。Q/GDW 168—2008、DL/T 393—2010、Q/GDW 1168—2013三个规程起草单位、人员及内容相同，三规程中都将试验分为例行试验和诊断性试验。从上述规程可以看出，现在大多情况下采用状态检修试验或状态评估试验的概念而不用预防性试验的概念。

为了更好地理解和使用Q/GDW 1168—2013《输变电设备状态检修试验规程》（具体内容详见3.10节），下面列出相关概念及使用总则。

9.7.2 相关概念

1. 状态检修

企业以安全、可靠性、环境、成本为基础，通过设备状态评价、风险评估，检修决策，达到运行安全可靠，检修成本合理的一种检修策略。

2. 设备状态量

直接或间接表征设备状态的各类信息，如数据、声音、图像、现象等。

3. 例行检查

定期在现场对设备进行的状态检查，含各种简单保养和检修，如污秽清扫、螺钉紧固、

防腐处理、自备表计校验、易损件更换、功能确认等。

4. 例行试验

为获取设备状态量，评估设备状态，及时发现事故隐患，定期进行的各种带电检测和停电试验。

需要设备退出运行才能进行的例行试验称为停电例行试验。

5. 诊断性试验

巡检、在线监测、例行试验等发现设备状态不良，或经受了不良工况，或受家族缺陷警示，或连续运行了较长时间，为进一步评估设备状态进行的试验。

不良工况是指设备在运行中经受的可能对设备状态造成不良影响的各种特别工况。

6. 带电检测

一般采用便携式检测设备，在运行状态下，对设备状态量进行的现场检测，其检测方式为带电短时间内检测，有别于长期连续的在线监测。

7. 在线监测

在不停电情况下，对电力设备状况进行连续或周期性的自动监视检测。

8. 初值

指能够代表状态量原始值的试验值。初值可以是出厂值、交接试验值、早期试验值、设备核心部件或主体进行解体性检修之后的首次试验值等。初值差定义为：（当前测量值 − 初值）/ 初值 × 100%。

9. 注意值

状态量达到该数值时，设备可能存在或可能发展为缺陷。

10. 警示值

状态量达到该数值时，设备已存在缺陷并有可能发展为故障。

11. 家族缺陷

经确认由于制造厂设计、材质、工艺等同一共性因素导致的设备缺陷或隐患称为家族缺陷。如某设备出现家族缺陷，则具有同一设计、和/或材质、和/或工艺的其他设备，不论其当前是否可检出同类缺陷，在这种缺陷或隐患被消除之前，都称为有家族缺陷设备。

12. 基准周期

本标准（本节中特指 Q/GDW 1168—2013，下同）中规定的巡检周期和例行试验周期。

它适用于一般情况，工作中可根据设备的实际状态酌情延长或缩短试验周期，调整后的周期一般不小于 1 年，也不大于本标准所列基准周期的 2 倍。

13. 轮试

对于数量较多的同厂同型设备，若例行试验项目的周期为 2 年及以上，宜在周期内逐年分批进行，这一方式称为轮试。

14. 检修试验

（1）检修试验是指对电气设备进行检修时进行的试验。

（2）检修试验分检修前、检修中和检修后试验。

检修前试验是指设备退出运行之后，在没有进行任何检修之前进行的试验。目的在于检查设备从上次检修以来可能滋生的各种劣化和缺陷，作为检修的指导。

检修中试验是指在检修过程中，为确认某些关键检修工序的完成质量而进行的试验。

检修后试验是指整个检修工作完成后、设备投运前，为验证整体检修质量、并对可否投运做出评估的试验，同时作为评估下次例行试验的基础。

（3）检修与维修。

此处检修特指将电气设备进行解体修理并同时使绝缘件暴露在空气中。

维修特指绝缘件不曾暴露在空气中或未解体的修理。

9.7.3 总则

9.7.3.1 设备巡检

在设备运行期间，应按规定的巡检内容和巡检周期对各类设备进行巡检，巡检内容还应包括设备技术文件特别提示的其他巡检要求。本标准所指设备巡检是设备专业巡检，有别于变电站日常巡检，巡检情况应有书面或电子文档记录。

在雷雨季节前，大风、降雨（雪、冰雹）、沙尘暴及有明显震感的地震之后，应对相关设备加强巡检；新投运的设备、对核心部件或主体进行解体性检修后重新投运的设备，宜加强巡检；日最高气温 35℃以上或大负荷期间，宜加强红外测温。

9.7.3.2 试验分类和说明

1. 试验分类

本标准将试验分为例行试验和诊断性试验。例行试验通常按周期进行，诊断性试验只在诊断设备状态时根据情况有选择地进行。

2. 试验说明

开展输变电设备状态检修试验，应注意以下事项：

（1）若存在设备技术文件要求但本标准未涵盖的检查和试验项目，按设备技术文件要求进行。若设备技术文件要求与本标准要求不一致，按严格要求执行。

（2）110（66）kV 及以上新设备投运满 1～2 年，以及停运 6 个月以上重新投运前的设备，应进行例行试验，1 个月内开展带电检测。对核心部件或主体进行解体性检修后重新投运的设备，可参照新设备要求执行。

（3）现场备用设备应视同运行设备进行例行试验；备用设备投运前应对其进行例行试验；若更换的是新设备，投运前应按交接试验要求进行试验。

（4）如经实用考核证明利用带电检测和在线监测技术能达到停电试验的效果，经批准可以不做停电试验或适当延长周期。

（5）二次回路的交流耐压可用 2500V 绝缘电阻表测绝缘电阻代替。

（6）在进行与环境温度、湿度有关的试验时，除专门规定的情形之外，环境相对湿度不宜大于 80%，环境温度不宜低于 5 ℃，绝缘表面应清洁、干燥。若前述环境条件无法满足时，可按 9.7.3.3 节（5）条款进行分析。

（7）除特别说明，所有电容和介质损耗因数一并测量的试验，试验电压均为 10kV。

9.7.3.3 设备状态量的评价和处置原则

1. 设备状态评价原则

设备状态的评价应该基于巡检及例行试验、诊断性试验、在线监测、带电检测、家族缺陷、不良工况等状态信息，包括其现象强度、量值大小以及发展趋势，结合与同类设备的比较，做出综合判断。

2. 注意值处置原则

有注意值要求的状态量，若当前试验值超过注意值或接近注意值的趋势明显，对于正在运行的设备，应加强跟踪监测；对于停电设备，如怀疑属于严重缺陷，不宜投入运行。

3. 警示值处置原则

有警示值要求的状态量，若当前试验值超过警示值或接近警示值的趋势明显，对于运行设备应尽快安排停电试验；对于停电设备，消除此隐患之前，一般不应投入运行。

4. 状态量的显著性差异分析

在相近的运行和检测条件下，同一家族设备的同一状态量不应有明显差异，否则应进行显著性差异分析。

5. 易受环境影响状态量的纵横比分析

本方法可作为辅助分析手段。如 A、B、C 三相（设备）的上次试验值和当前试验值分别为 A_1、B_1、C_1、A_2、B_2、C_2，在分析设备 A 当前试验值 A_2 是否正常时，以上次试验值为基准，根据 $A_2/(B_2+C_2)$ 与 $A_1/(B_1+C_1)$ 两个数值的相对变化率有无明显差异进行判断，一般不超过 ±30% 可判为正常。

9.7.3.4 基于设备状态的周期调整

1. 周期的调整

本标准给出的基准周期适用于一般情况，在下列情况下做调整。

（1）对于停电例行试验，可依据变电站设备状态及工厂生产系统停产检修等情况，在本标准所列基准周期的基础上酌情延长或缩短试验周期，调整后的试验周期一般不短于 1 年，也不大于基准周期的 2 倍。

（2）对于未开展带电检测设备，试验周期不大于基准周期的 1.4 倍；未开展带电检测老旧设备（大于 20 年运龄），试验周期不大于基准周期。

（3）对于巡检及例行带电检测试验项目，试验周期即为本标准所列基准周期。

（4）同间隔设备的试验周期宜相同，变压器各侧主进开关及相关设备的试验周期应与该变压器相同。

2. 诊断性试验

在下列情况下，需进行诊断性试验，以确定设备状态。

（1）巡检、检修或例行试验发现异常，检修和例行试验不能或不足以确认异常原因的设备。

（2）有重大家族缺陷原因的设备。

（3）经历了不良工况的设备。

（4）发生故障的设备。

3. 可延迟试验的条件

符合以下各项条件的设备，停电例行试验可以在 9.7.3.4 节（1）款周期调整后的基础上最多延迟 1 个年度。

（1）巡检中未见可能危及该设备安全运行的任何异常。

（2）带电检测（如有）显示设备状态良好。

（3）上次例行试验与其前次例行（或交接）试验结果相比无明显差异。

（4）没有任何可能危及设备安全运行的家族缺陷。

（5）上次例行试验以来，没有经受严重的不良工况。

4. 需提前试验的情形

有下列情形之一的设备，需提前，或尽快安排例行或/和诊断性试验。

（1）巡检中发现有异常，此异常可能是重大质量隐患所致。

（2）带电检测（如有）显示设备状态不良。

（3）以往的例行试验有朝着注意值或警示值方向发展的明显趋势；或者接近注意值或警示值。

（4）存在重大家族缺陷。

（5）经受了较为严重不良工况，不进行试验无法确定其是否对设备状态有实质性损害。

（6）如初步判定设备继续运行有风险，则不论是否到期，都应列入最近的年度试验计划，情况严重时，应尽快退出运行，进行试验。

第 10 章　设备运行操作规程

10.1　GIS 运行规程

10.1.1　概述

（1）组合电器是由 SF_6断路器和其他高压电器元件，按照所需要的电气主接线安装在充有一定压力的 SF_6气体的金属壳体内所组成的变电站设备。

（2）组合电器一般包括断路器、过渡元件、隔离开关、接地开关、电流互感器、电压互感器、母线、进出线套管或电缆连接头等元件。

（3）组合电器按照结构和配置方式可分为筒型（有单相一壳、部分三相一壳、全三相一壳和复合三相一壳四种）和柜型（有箱型和铠装两种）。前一类较为常见的是一般常说的 GIS 和 PASS 系列，后一类较为常见的是充气柜。

（4）组合电器具有以下特点：小型化（占地少）、可靠性高、安装周期短、使用寿命长、少维护或免维护。

（5）GIS 是气体绝缘金属封闭开关设备的英文简称。由断路器（CB）、隔离开关（DS）、接地开关（ES/FES）、互感器（PT/CT）、避雷器（LA）、母线（BUS）、连接件和出线终端（BSG）等组成，这些设备或部件全部封闭在金属接地的外壳中，在其内部充有一定压力的 SF_6绝缘气体，故也称 SF_6全封闭组合电器。

（6）SF_6气体特性

GIS 装置运行除遵守一般性的安全规定外，应特别注意 SF_6气体的特点，可能发生与一般变电站不同的危及人体安全的情况，防止经电弧分解产生的有毒物质外泄污染周围环境危及人体安全。

1）SF_6气体是一种无毒、无味、无色的不可燃、可压缩液化惰性气体，不溶于水和变压器油，不会老化变质，比重约为空气的 5 倍。如有泄漏在低洼出沉积，对人体有窒息作用。

2）SF_6是负电性气体（负电性：中性分子或原子吸附自由电子成为负离子的现象），具有良好的灭弧和绝缘性能。在 101.3kPa 压力下的均匀电场中，SF_6气体的耐电压强度为空气的 2.5～3.0 倍。电弧在 SF_6中（4000K 以上），弧柱导电率高，导热性能好。交流过零时，SF_6的绝缘强度恢复比空气快 100 倍，因此易于熄弧。当气体压力达到 0.3MPa，其绝缘击穿电压与变压器油相当；达到 1MPa 时，其绝缘击穿电压增加缓慢，呈现饱和趋势。

3）在电弧作用下会分解，当温度高达 4000K 以上时，大部分的分解物为硫和氟的单原子。电弧熄灭后（电弧过零 10^{-6}～10^{-7}s 后），绝大部分的分解产物又重新结合成稳定的 SF_6分子。极少数在电弧和电晕作用下与杂质形成含有多种具有腐蚀性、刺激性和毒性的化合物，可引起绝缘和结构材料的损坏。特别是产生的 HF，一旦遇到水分（如人体汗液）就形成氢氟酸，它用于刻蚀玻璃，腐蚀性极强，渗入皮肤后将形成溃疡和坏死，且不易治愈。若骨骼损坏引起氟骨病，将无法复原。所以巡检时一定要注意，如站在上风头等。

4）为了防止低洼处、凹处工作缺氧窒息事故，GIS 安装于室内时，进入开关室之前应先开启 GIS 室底部通风机进行排气 15min，确保空气中 SF_6气体浓度不大于 1000μL/L，含氧量不小于 18%（体积比）。在现场检查 SF_6漏气情况时，应注意不要蹲下。

5）SF_6是一种具有温室效应的气体，在大气中可以稳定存在 3200 年不分解，其温室效应是等量 CO_2 的 24900 倍。因此应尽量回收，承担绿色环保责任。正因为如此，国内外早已开始了环保气体绝缘金属封闭开关设备的研究。

（7）SF_6中水分含量是影响设备安全可靠运行的关键指标，应予特别关注。SF_6气体中的水分对开关性能的不利影响表现对产品绝缘性能、开断性能的影响和对零部件的腐蚀作用三个方面。检修部门应定期取样测定，若发现超出规定标准值，应查明原因，并用气体回收装置进行干燥净化处理直至合格，方可投运。设备中 SF_6气体含水量的交接试验值和运行中最高允许值不得超过表 10-1 的规定。

表 10-1　设备中 SF_6气体含水量的交接试验值和运行中最高允许值

允　许　值	断 路 器 室	其 他 气 室
交接试验值（PPM/体积比）	150	250
运行允许值（PPM/体积比）	300	500

10.1.2　GIS 的巡视检查

1. 本体

1）断路器、隔离开关、接地开关及快速接地开关的位置指示正确，并与当时实际运行工况相符。

2）内部无异声及放电声。

3）检查所有气室压力表指针是否指在正常（绿色）安全区内（根据压力/温度曲线）。

4）环氧绝缘分离罩外露部分有无损伤裂纹。

5）各类管道及阀门有无损伤、锈蚀，阀门的开闭位置是否正确，管道的绝缘法兰与绝缘支架是否良好。

6）各隔离开关机构箱门密封良好。

7）检查断路器和隔离开关的动作指示是否正常，记录其累积动作次数。

8）避雷器的动作计数器指示值是否正常，在线检测泄漏电流指示值是否正常。

9）外壳 、支架等有无锈蚀、损坏，瓷套有无开裂、破损或污秽情况。外壳漆膜是否有局部颜色加深或烧焦、起皮现象。

10）外壳应可靠接地，接地端子应无发热现象，接触应完好。

11）压力释放装置有无异常，其释放出口有无障碍物。

12）在 GIS 正常运行情况下，运行和维护人员容易触及到 GIS 的部位（如外壳及金属构架等）上的感应电压不应超过 36V。

13）温升检查：金属外壳的温度是否超过规定值。对于运行人员易接触到的外壳温升不应超过 30K；对于运行人员易接近，正常操作时不需接触的外壳，温升不应超过 40K。

2. 导引线

1）瓷质部分清洁，无裂纹、放电痕迹及其他异常现象。

2）电缆连接时电缆头无渗油、无发热现象；裸线连接时金具无发热、变色，导线无断股、散股现象。

3. 汇控柜

1）各种指示灯、光字牌显示正确，无异常。

2）“遥控/近控”等切换开关应投向正确位置。

3）密封良好，干燥，无变形锈蚀、接地良好。

4）二次线无松脱及发热现象。

5）各电源开关、熔丝及温控除湿装置（包括控制器和加热器）投入正确。

6）柜内其他元件完好。

7）柜内清洁，无异常气味。

8）孔洞封堵严密。

9）柜内照明良好。

10）空气压缩机润滑油表油面在两条绿线之间（气动机构）。

11）空气压力表指示值，符合运行规定（气动机构）。

12）弹簧操作机构储能指示正常（弹簧机构）。

13）电动弹簧机构，油暖冲器有无漏油，螺母有无松动，挡圈有无脱落。

14）断路器机构箱内无渗漏油（液压机构）。

4. 其他

1）室内（GIS 室内安装时）应无异常、异臭。

2）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏，相色标示清晰、无脱落。

3）基础无倾斜、下沉。

4）GIS 进、出线套管无放电现象。

5）SF_6泄漏测试报警装置工作正常，无异常。

6）带电显示装置完好、显示正常。

7）排风系统工作正常（GIS 安装于室内时）。

8）在线监测泄漏电流指示正确清晰，数据差异不超过 20%。

9）定期用检漏仪检查有无漏气点。

10）为监视 SF_6气体压力，应装有密度继电器，SF_6压力表应具备压力—温度自动补偿功能，当不具备自动补偿功能时，断路器本身应附有压力—温度曲线表。

11）SF_6气体压力正常（用制造厂提供的压力—温度曲线，予以校正），若发现同等温度下气体压力下降 0.11～0.13MPa 时应查明原因。

10.1.3 GIS 检修后的验收项目

（1）进行就地及遥控操作，检查设备实际位置与汇控柜及系统盘上指示是否相符（分合闸状态均要检查）。

（2）检查各闭锁条件是否已满足。

（3）各信号继电器经检查能正确发信后，恢复正常。

（4）记录各气压表（SF_6，空气）初始压力值。

（5）断路器、隔离开关操作方式统一选“远方”。

10.1.4 GIS 的操作规程

（1）操作 GIS 必须有工作票和操作票，不论步骤多少，操作难易及是否复杂。紧急事故需拉闸情况下，可不要工作票，但必须有操作票。

（2）总进线 GIS 主回路设备的操作必须得到上级供电公司调度的许可，在得到许可后操作人员方可操作，但必须填写操作票并进行模拟操作无误后方可实际操作。

（3）合闸操作时操作人员和监护人员应首先对变压器进行检查，确认 GIS 和变压器可以受电。

（4）合闸操作时，操作人员和监护人员必须按操作票或工作票上的步骤操作。其基本步骤顺序如下：分断线路快速接地开关→分断所有接地开关→合上电源侧隔离开关→合上负荷侧隔离开关→最后合上 GIS 线路断路器→确认 110kV 系统电压正常。

（5）完成上述合闸操作之后，操作人员和监护人员需再次检查变压器是否正常，在检查正常的情况下按照操作票的程序，确认断开电源侧、负荷侧接地开关，然后依次合上 GIS 变压器断路器电源侧、负荷侧隔离开关及变压器中性点接地开关，再合上 GIS 变压器断路器。

（6）按照巡检规程对 GIS 和变压器进行检查，正常后再合上 10kV 进线断路器。变压器投运正常后，变压器中性点接地开关继续投入或者断开，应征得供电公司同意。一般情况下用户变压器的中性点接地开关在变压器投运正常后可以断开。

（7）由于 GIS 装置设备内部故障或操作，可能造成的接触电势危害，因此在 GIS 装置上操作时，任何人都应停止在设备外壳上工作，并离开设备直到操作结束为止。

（8）投运前应检查断路器操作能源完好并符合运行标准，跳闸回路或操作机构有故障的断路器不得投入运行。正常运行时，运行方式转换开关应置“遥控”位置，断路器在后台机上进行遥控操作。只有在设备检修或特殊情况下方可在就地控制柜上就地操作，将运行方式转换开关投向“就地”位置后，用分合闸按钮进行操作。

（9）隔离开关操作前必须检查断路器机构指示在分闸位置。操作结束后，应检查隔离开关指示与实际位置相符合。接地开关操作前均应检查有关防误操作条件满足。

（10）正常运行时隔离开关或接地开关应采用电动操作，不得手动操作开关及接地开关。如隔离开关及接地开关操作机构电动机故障，且短时间无法恢复时，向相关领导申请同意后，才能采用手动操作（此时装置可能会失去联锁功能）。手动操作时应戴好绝缘手套，与设备外壳保持一定距离，并检查断路器及隔离开关状态，确认无误后方可手动操作。

（11）各隔离开关操作机构装有电气闭锁装置，正常运行时就地控制柜上联锁开关应在“联锁”位置，断路器联锁条件异常告警信号灯应熄灭。运行中进行倒闸操作，发现被闭锁，应查明原因，严禁盲目解除联锁进行操作。

（12）操作接地开关，需检查有关隔离开关分闸位置，不能直接验电的，可以利用带电显示装置或线路避雷器泄漏电流表等作为间接验电手段，但必须有两个以上判据作为操作条件。有电动操作的，应用电动操作。手动操作时，为防止接触电势的危害，应戴好绝缘手套，尽量与设备外壳保持一定距离。

（13）当 GIS 在操作隔离开关，将切换开关投向就地方式时，有的设计会失去保护（控

制回路断线），应尽量减短操作时间。

（14）分闸操作时，操作人员和监护人员必须按操作票或工作票上的步骤操作。其基本步骤顺序如下：分断 10kV 进线断路器开关→合上变压器中性点接地开关→分断 GIS 变压器断路器→分断负荷侧隔离开关→电源侧隔离开关→依次合上接地检修开关。

（15）GIS 装置中断路器一般使用弹簧储能或气动机构，整个操动机构与 SF_6 系统完全隔离。储能回路或储能电机故障无法正常储能时，应立即汇报部门领导进行处理，严禁手动储能。

（16）GIS 装置中断路器机构有的自带三相不一致保护，当发出三相不一致信号时，当值值班人员应立即检查三相断路器位置，如果断路器只跳开一相，应立即合上断路器，如合不上应将断路器拉开；若是跳开两相，应立即将断路器拉开；同时在就地控制柜上用钥匙开关将三相不一致跳闸信号复位。

（17）运行中发出“储能电源消失”信号时，当值值班人员应到现场检查断路器机构储能电机电源开关是否跳开，如跳开则应立即合上；如储能电机电源开关连续跳开，应立即汇报调度及上级部门进行处理，严禁手动储能。

（18）就地控制柜上断路器、隔离开关、接地开关的位置指示器同运行方式应一致；故障信号灯应熄灭（按下测试按钮，信号灯应全部点亮）；运行方式转换开关应在“遥控”位置，联锁开关应在“联锁”位置（解除联锁钥匙应取下），隔离开关及接地开关的操作钥匙应取下。

10.1.5 SF_6断路器出现异常情况的处理

（1）在巡视中发现异常（表压下降，有异味，自感不适等）时应报告上级安排处理，在处理前应加强巡视和对 SF_6气体压力的记录。

（2）SF_6气体压力突然降低，发出分合闸闭锁信号时，严禁对该断路器进行停送电操作，断开控制电源，首先报告设备保全部领导、公司生产调度，再报告供电公司调度申请用上一级断路器将该断路器退出运行。

（3）SF_6气体压力降低报警时，到现场检查应谨慎，注意观察，力求从上风头接近设备，且不宜下蹲以防中毒，口鼻对地面距离应大于 1m。进入开关室内应提前开启排风设备并戴防毒面具。发现 SF_6气体压力确已降低应立即汇报设备保全部领导。

（4）当 GIS 设备发生事故，造成气体大量外逸时，应进行如下处理。

1）全体人员应迅速撤离现场，并立即投入全部通风设备。

2）进行紧急处理的工作人员进入漏气设备室或户外设备 10m 内，必须穿防护服、戴防护面具和防护手套。

3）在事故发生后 15min 内只允许抢救人员进入室内。事故发生后 4h 内，任何人进入 GIS 室内必须戴手套及戴有氧气呼吸器的防毒面具，穿好防护服。

4）在室外应站在上风处进行工作。

（5）GIS 设备故障，外逸气体侵袭人体，会出现流泪、流涕，鼻腔及咽喉刺痛，发音嘶哑，咳嗽、胸闷等现象，应迅速将中毒者移至空气新鲜处，必要时采取人工呼吸，输氧并及时送医院抢救。

10.1.6 GIS 的维护检修

10.1.6.1 GIS 整体的维护检修

1. 检修规定

除就地控制柜外，其他凡涉及拆开 GIS 密封的检修一般应由厂家实施。

2. 维护检修

（1）GIS 的维护及检修分类见表 10-2。

表 10-2 GIS 的维护及检修分类

序号	GIS 的维护及检修分类		检修时间	实施单位	备注
1	巡视检查		日常巡视	用户负责	GIS 不需停电
2	定期检修	一般检修	每 3 年一次	用户负责，GIS 制造厂配合	GIS 需停电进行检修
		详细检修	每 6 年一次		
3	临时检修		1）发现 GIS 运行中有异常情况时 2）当断路器、隔离—接地开关、故障关合接地开关达到规定的操作次数或规定的开断、关合次数时	GIS 制造厂负责，用户配合	
4	大修		GIS 运行≥20 年		

（2）断路器、隔离—接地开关、故障关合接地开关规定的操作次数、规定的开断、关合次数见表 10-3。

表 10-3 规定的操作次数、开断、关合次数

序号	高压开关名称		操作方式	规定操作次数/次
1	断路器		空载操作	6000
			开断负荷电流	3000
			开断定额短路开断电流	20
2	隔离—接地开关	隔离断口	空载操作	3000
			开合母线转换电流	100
		接地断口	空载操作	3000
3	快速接地开关		空载操作	3000
			开合感应电流	50
			开合定额短路关合电流	2

（3）维护检修标准。

1）巡视检查。见 10.1.2 节。

2）定期检修。定期检修包括一般检修和详细检修。

① 一般检修。一般检修主要是对各种开关的操作性进行校核，目的是为了使 GIS 能长期保持良好的工作性能。一般检修的项目及内容见表 10-4。

表 10-4　一般检修的项目及内容

序　　号	检 修 项 目	项 目 内 容	备　　注
1	断路器、隔离—接地开关、故障关合接地开关操作试验	1）检修各种操动机构上的操作计数器是否正常 2）操作前后，检查 SF_6 密度继电器的读数	如果开关不经常操作，每年应人为地进行 3 次分—合操作
2	外部连接	检查 SF_6 空气套管的接线端子紧固情况	外部检查
3	操动装置、就地控制柜、电流互感器、电压互感器	1）检查操动装置、就地控制柜内部有无受潮、生锈和脏污情况 2）润滑和清扫 3）紧固二次回路的连接导线	外部检查
4	其他	同巡视检查	外部检查

② 详细检修。详细检修主要是对操动机构进行解体和检修，必要时，应更换部分零部件。详细检修的项目及内容见表 10-5。

表 10-5　详细检修的项目及内容

序　　号	检 修 项 目	检 修 内 容	备　　注
1	操动装置	1）检查机构内的弹簧有无生锈、变形，修理或更换损坏的零部件 2）检查连接部分的销子有无变形、损坏，螺母有无松动 3）检查和修理辅助开关、加热器等 4）调整油暖冲器，更换暖冲器油 5）进行必要的润滑	对所有的操动机构进行检修
2	机械操作试验	检修完成后，进行机械操作试验 1）测量机构行程、线圈电阻、电磁铁配合尺寸等 2）机械持性试验，测量分、合闸时间等	在额定操作电压及额定 SF_6 充气压力下试验
3	就地控制柜	1）检查控制柜内、外的各种元件有无损坏 2）检查和修理有关的继电器和自动开关等	对所有的就地控制柜进行检修
4	SF_6 密度继电器试验	检查 SF_6 气体的报警压力起动值和复位值	应对 GIS 的每一个 SF_6 密度继电器进行试验

3）临时检修。临时检修的项目及内容见表 10-6。

表 10-6　临时检修的项目及内容

序　　号	检 修 条 件	检 修 内 容	备　　注
1	1）发现 GIS 运行中有异常情况时 2）当断路器、隔离—接地开关、快速接地开关达到规定的操作次数或规定的开断、关合次数时	1）仔细检查和修理断路器、隔离—接地开关、故障关合接地开关 2）更换有关的零部件	参见表 10-2

4）大修。当 GIS 运行满 20 年时，应停电进行正规的大修。大修是对 GIS 的全面检修。大修的项目及内容见表 10-7。

表 10-7　大修的项目及内容

序　　号	检 修 项 目	检 修 内 容	备　　注
1	检修断路器、隔离—接地开关、快速接地开关	对断路器、隔离—接地开关、快速接地开关内部进行检修，为保证设备性能，应彻底检查每一个元件有无损坏或异常	内部检修
2	检修操动机构	1）检查机构各种元件有无损坏 2）检查、修理、更换有关的元件	对所有的机构进行检修
3	检修 GIS 的其他部分（主母线、分支母线、SF_6 充气套管、电流互感器、电缆终端外壳内部等）	必要时，进行解体检修	内部检修
4	检修电压互感器、金属氧化物避雷器	必要时，返回各自制造厂进行解体检修	
5	SF_6 系统	1）检验 SF_6 气体密度继电器 2）检验 SF_6 气体的报警压力起动值和复位值	应对 GIS 的每一个 SF_6 密度继电器断电进行试验
6	接地系统	对整个 GIS 的接地系统进行检查	
7	接地控制柜	1）检查控制柜内、外的各种元件有无损坏 2）检查和修理有关的自动开关等	对所有的就地控制柜进行检修

大修后，GIS 一般应进行完整的试验。试验项目如下：

① 外观检查；

② 二次接线检查；

③ GIS 绝缘电阻测定；

④ 断路器、三工位隔离—接地开关、快速接地开关机械操作试验；

⑤ GIS 主回路电阻测量；

⑥ SF_6 密度继电器试验；

⑦ SF_6 气体密封性试验；

⑧ SF_6 气体水分含量测定；

⑨ 电气联锁试验；

⑩ 电流互感器（TA）试验；

⑪ 电压互感器（TV）试验；

⑫ 金属氧化物避雷器（LA）试验；

⑬ 辅助和控制回路短时工频耐压试验；

⑭ 主回路短时工频耐压试验；

⑮ 最终检查。

大修后的试验项目和 GIS 现场安装后的试验项目相同。

10.1.6.2　SF_6 断路器的维修检修

1. 维护与检修标准

断路器的维护及检修标准，根据断路器具体运行条件而变化，见表 10-8 ~ 表 10-10。

表 10-8　断路器的检修、维护分类

序　号	检修类别		检修周期	说　　明
1	巡视检查		每日	巡视中，检查运行中的设备外部有无异常情况
2	定期检修	一般检修	每 3 年	1）GIS 可能需在较短时间内停电 2）不回收断路器室内 SF_6 气体 3）检查外部每一部件有无异常，进行如除尘、除污垢，运动部件加润滑剂
		详细检修	每 6 年	
3	临时检修		—	当出现故障或者断路器达到规定的操作次数时，应对认为必须要进行检修的零部件进行临时检查
4	大修		GIS 运行≥20 年	1）GIS 需在较长时间内停电 2）回收断路器气室内 SF_6 气体 3）对断路器内部进行检修，为保证设备性能，应彻底检查每一个元件有无损坏或异常

表 10-9　断路器的检查和维护

序　号		检查位置	检查项目	备　注	检修类别			
					a	b	c	d
1	断路器及操动机构	外观	螺栓紧固状态	所有螺栓应紧固，无松动	○	—	—	○
			基础螺栓紧固状态		○	—	—	○
			接地端子的紧固状态	应紧固，无松动	○	—	—	○
			是否存在异常响声	无异常响声	○	○	○	○
			是否存在锈蚀	无锈蚀现象	○	○	○	○
		机构箱内部检查	连接部位的紧固挡圈及每个部位的螺栓是否脱落	所有挡圈、螺栓应紧固，无松动	—	—	○	○
			检查机构零部件	应完好无损	—	—	○	○
			是否存在异常响声	无异常响声	○	○	○	○
			检查箱体内部有无凝露、锈蚀及进水	无进水及锈蚀	○	○	○	○
			操作计数器工作状态	工作正常	○	—	○	○
			接线端子连接	所有端子应紧固，无松动	○	—	○	○
			辅助开关接点接触状态检查	工作正常	○	—	○	○
			检查橡胶条有无脱落	如有损坏应更换	—	—	○	○
			在构件和连接件上涂润滑脂	按规定涂润滑脂	—	—	○	○
		操动机构试验	控制回路绝缘电阻测量	≥2MΩ（用 500V 绝缘电阻表测量）	—	—	○	○
			测量分、合闸线圈电阻值	电阻值符合出厂值	—	—	○	○
			电磁铁分合尺寸检查	检查尺寸				

（续）

序号		检查位置	检查项目	备注	检修类别			
					a	b	c	d
1	断路器及操动机构	操动机构试验	1）分闸电磁铁					
			F	2.8～3.2mm	—	—	○	○
			G	0.8～1.2mm				
			F—G	1.6～2.4mm				
			2）合闸电磁铁					
			C	5.0～5.5mm	—	—	○	○
			D	2.0～2.5mm				
			C—D	3.0～3.5mm				
			E	1.0～2.0mm				
			3）机构凸轮与拐臂滚轮的间隙检查	1.4±0.3mm	—	—	○	○
2	SF_6系统	断路器本体	检查断路器的自封接头、SF_6密度继电器是否正常	工作正常	—	—	○	○
			SF_6密度继电器试验	检验报警起动值及复位值，检验闭锁起动值及复位值	—		○	○
	操作	操作断路器	进行分、合闸操作	操作应正常	○	—	○	○

注：a为现场检查，b为巡视检查，c为定期检查，d为大修，○为进行检查，—为不进行检修。

表10-10　断路器灭弧室零件的更换标准

序号	名称	更换标准
1	静弧触头	当弧触头顶端烧损超过2mm，或者发现有大的变形情况时
2	动弧触头	当弧触头顶端烧损超过1.5mm，或者发现有大的变形情况时
3	喷口	当喷口内径变大超过3mm，或者发现有大块削落时

2. 可能发生的异常情况及对策

断路器在运行中，可能会发生异常情况，在表10-11中列出了可能发生的异常情况及对策。

表10-11　可能发生的异常情况及对策

序号	异常情况		可能原因	检查问题及对策
1	操作异常	不能电动合闸	操作电源电压低	检查操作电源电压
			电气控制系统有问题	检查控制接线有无损坏，有无接线端子脱落，检查合闸线圈、辅助开关
			由于SF_6气体压力低，使SF_6密度继电器闭锁	检查是否发生漏气，进行处理
			电动机过电流继电器工作不正常	检查电动机回路
			其他原因	用手动进行操作，检查原因

（续）

序　号	异 常 情 况		可 能 原 因	检查问题及对策
1	操作异常	不能手动合闸	合闸电磁铁机械故障/机械故障	调整或更换/检查原因，进行相应处理
		不能电动分闸	操作电源电压	检查操作电源电压
			电气控制系统有问题	检查控制接线有无损坏，有无接线端子脱落，检查分闸线圈、辅助开关
			由于 SF_6 气体压力低，使 SF_6 密度继续电器闭锁	检查是否发生漏气，进行处理
		不能手动分闸	跳闸电磁铁机械故障/机械故障	调整或更换/检查原因，进行相应处理
2	SF_6 气体压力降低		漏气	补气到额定压力，可以在运行中进行补气，在停电检修时对漏气部位进行检修
			SF_6 密度继电器故障	调整或更换

3. 断路器的检修

（1）断路器检修注意事项见表 10-12。

表 10-12　断路器检修注意事项

（1）检修前，应先切断操作电源。

（2）当需要检查内部构件时，必须确认，已经将防止合闸销子和防止分闸销子插入，而当检修已经完成时，必须确认，两个销子均已拔出。

（3）必须检查断路器的外壳内部时，应先切断主回路，确认断路器两端已经可靠接地后，方可进行壳体内部 SF_6 气体回收，抽真空，并经过充分通风后，才可进行检修工作。

（4）将断路器与其他与之相连的器件（电流互感器、母线隔离—接地开关）分开，即将断路器从“间隔”中退出来。

（5）使用规定的润滑脂，但不能将润滑脂涂敷到绝缘件上。

（6）已取下的“○”形圈，不能再使用，必须按规定更换为新的“○”形圈。

（7）硅脂应涂敷在“○”形圈和密封槽的空气侧（外侧）。

（8）不得拆卸断路器的轴密封装配。

（9）完成内部检修后，应更换吸附剂，并应及时抽真空。

（10）所有拆装过的密封环节均应进行 SF_6 气体密封性试验（SF_6 气体检漏），并应进行 SF_6 气体水分测量。

（11）必须确认，检修前后，断路器和操动机构的所有技术参数符合技术要求。

（2）灭弧室检修注意事项见表 10-13。

表 10-13　灭弧室检修注意事项

（1）检修时，是否要更换零部件，应根据零部件的磨损情况而定。零部件的磨损情况应同表 10-10 进行比较，如果判定已达到了更换标准，则应更换为新的零部件。

（2）当零部件烧损轻微时，可以用细砂纸和百洁布加以打磨并重新使用。

（3）将触头清理干净，并在接触部位涂敷专用的润滑脂。

（4）当装配喷口时，喷口随着紧固会逐步变得比较紧，这时，应继续紧固直到喷口变得宽松，当喷口一旦宽松，就不要再加力矩。在装配过程中，注意不能将喷口弄坏。

（5）灭弧室内部的零部件检修、清理完后，应对断路器的外壳内部进行充分的清理，防止将工具或其他东西遗留在外壳内，并应将外壳内部擦拭干净。

（3）缺氧情况下的操作。

对于126型GIS断路器，通常情况下，没有必要在罐体内进行工作，在特殊情况下，有可能需要进入罐体内工作，此时，必须注意，检修人员是在缺氧情况下进行工作。详见表10-14。

表10-14　缺氧情况下操作注意事项

（1）工作必须在负责“缺氧危险工作”人员的指导下进行。
（2）在工作前后，确认工作人员的数量。
（3）检查氧气密度计（含氧仪）、通风设备、保护设备及器材。
（4）严禁无关人员进入。
（5）对罐体进行有效的通风，测量并记录客体内的氧气密度。
（6）应悬挂禁止分闸、合闸操作指标牌。
（7）当罐体内的氧气密度大于18%，而且在通风情况下，罐体内的氧气密度不低于18%的条件下，方可以进入罐体内进行工作。
（8）从罐体内回收的SF_6气体瓶应搬离罐体。

（4）断路器解体检修时需要更换的零部件。

断路器在解体检修时，可能需要更换的零部件见表10-15。

表10-15　检查时需要更换的零部件

序号	安装位置	名　称	用　途	备　注
1	断路器灭弧室	动弧触头	灭弧室动触头装配	根据表10-10规定的更换标准确定是否更换
		静弧触头	灭弧室静触头装配	
		喷口	灭弧室动触头装配	
2	断路器弹簧操动机构	分、合闸线圈	弹簧操动机构	解体检修时必须更换
		轴销等	机构运动部位	
		暖冲器油	油缓冲器	

10.1.6.3　隔离—接地三工位开关的维修

1. 维护与检修标准

隔离—接地三工位开关的维护及检修标准，应根据隔离—接地开关的具体运行条件而变化，见表10-16～表10-19。

表10-16　隔离—接地三工位开关的检查、维修分类

序　号	检修类别		检修周期	说　明
1	巡视检查		每日	巡视中，检查运行中的设备外部有无异常情况
2	定期检修	一般检修	每3年	1）GIS可能需在较短内停电 2）不回收隔离—接地开关气室内SF_6气体 3）检查外部每一部件有无异常，进行如除尘、除污垢，运动部件加润滑剂
		详细检修	每6年	
3	临时检修		—	当出现故障或者隔离—接地开关达到规定的操作次数时，应对认为必须要进行检修的零部件进行临时检查
4	大修		GIS运行≥20年	1）GIS需在较长时间内停电 2）回收隔离—接地开关气室内SF_6气体 3）对隔离—接地开关内部进行检修，为保证设备性能，应彻底检查每一个零部件有无损坏或异常

表 10-17　隔离—接地开关的临时检修

序　号	必须进行临时检修的条件	备　　注
1	当在运行中发生异常情况时	对必须要进行检查的零部件进行检查
2	当运行条件大大超出正常条件范围时	
3	当隔离开关或接地开关的操作次数达到 3000 次时	
4	隔离开关开、合母线转换电流 100 次	

表 10-18　隔离—接地开关零部件更换标准

序　号	名　　称	更 换 标 准
1	快速接地开关静弧触头	当弧触头顶端烧损超过 1.0mm，或者发现有大的变形情况时
2	隔离开关静弧触头	当弧触头顶端烧损超过 1.0mm，或者发现有大的变形情况时
3	隔离开关动触头	当触头顶端磨损超过 0.5mm，或者发现有大的变形情况时
4	接地开关动触头	当触头顶端磨损超过 0.5mm，或者发现有大的变形情况时

表 10-19　隔离—接地开关的检查与维修

序　　号		检 查 位 置	检 查 项 目	备　　注	检 修 类 别			
					a	b	c	d
1	隔离接地开关及操动机构	外观	螺栓紧固状态	所有螺栓应紧固，无松动	○	—	—	○
			接地端子的紧固状态	应紧固，无松动	○	—	—	○
			是否存在异常响声	无异常响声	○	○	○	○
			是否存在锈蚀	无锈蚀现象	○	○	○	○
2	操动机构	机构箱内部检查	连接部位的紧固挡圈及每个部位的螺栓是否脱落	所有挡圈、螺栓应紧固，无松动	—	—	○	○
			检查机构零部件	应完好无损	—	—	○	○
			是否存在异常响声	无异常响声	—	—	○	○
			检查箱体内部有无凝露、锈蚀及进水	无进水及锈蚀	○	○	○	○
			操作计数器工作状态	工作正常	○	—	○	○
			接线端子连接	所有端子应紧固，无松动	○	—	○	○
			辅助开关接点接触状态检查	工作正常	○	—	○	○
			检查橡胶条有无脱落	如有损坏应更换	—	—	○	○
			在构件和连接件上涂润滑脂	按规定涂润滑脂	—	—	○	○
3	控制回路试验		控制回路绝缘电阻测量	≥2MΩ（用 500V 绝缘电阻表测量）	—	—	○	○
4	SF_6 系统	隔离—接地开关本体	检查隔离开关的自封接头、SF_6 密度继电器是否正常	工作正常	—	—	○	○
			SF_6 密度继电器试验	检验报警起动值及复位值	—	—	○	○
5	操作	操作隔离—接地开关	进行分、合闸操作	操作应正常	○	—	○	○

注：a 为现场检查，b 为巡视检查，c 为定期检查，d 为大修，○为进行检修，—为不进行检修。

2. 可能发生的异常情况及对策

隔离—接地开关在运行中，可能会发生异常情况，在表 10-20 中列出了可能发生的异常情况及对策。

表 10-20　隔离—接地开关可能发生的异常情况及对策

序　号	异 常 情 况		可 能 原 因	检查问题及对策
1	操作异常	不能电动合闸	操作电源电压低	检查操作电源电压
			电气控制系统有问题	检查控制接线有无损坏，有无接线端子脱落，检查合闸继电器、辅助开关
			由于 SF_6 气体压力低，使 SF_6 密度电器闭锁	检查是否发生漏气，进行处理
			电动机过电流继电器工作不正常	检查电机回路
			其他原因	用手动进行操作，检查原因
		不能手动合闸	机械故障	检查原因，进行相应处理
		不能电动分闸	操作电源电压低	检查操作电源电压
			电气控制系统有问题	检查控制接线有无损坏，有无接线端子脱落，检查分闸继电器、辅助开关
			由于 SF_6 气体压力低，使 SF_6 密度继电器不动作	检查是否发生漏气，进行处理
		不能手动分闸	机械故障	检查原因，进行相应处理
	SF_6 气体力降低		漏气	补气到额定压力，可以在运行中进行补气，在停电检查时对漏气部位进行检查
2			SF_6 密度继电器故障	调整或更换

3. 隔离—接地开关的检修注意事项（见表 10-21）。

表 10-21　隔离—接地开关的检修注意事项

（1）检修前，应先切断操作电源。

（2）必须检查隔离—接地开关的外壳内部时，应先切断主回路，确认隔离—接地开关两侧已经可靠接地后，方可进行壳体内部 SF_6 气体回收，抽真空，并经过充分通风后，才可打开盖板，进行检修工作。

（3）使用规定的润滑脂，但不能将润滑脂涂敷到绝缘件上。

（4）已取下的“○”形圈，不能再使用，必须按规定更换为新的“○”形圈。

（5）硅脂应涂敷在“○”形圈和密封槽的空气侧（外侧）。

（6）不得拆卸隔离—接地开关的轴密封装配。

（7）检修时，是否要更换零部件，应根据零部件的磨损情况而定。零部件的磨损情况应同表 10-18 进行比较，如果判定已达到了更换标准，则应更换为新的零部件。

（8）当零部件磨损轻微时，可以用细砂纸和百洁布加以打磨并重新使用。

（9）隔离—接地开关内部的零部件检修、清理完后，应对隔离—接地开关的外壳内部进行充分的清理，防止将工具或其他东西遗留在外壳内，并应将外壳内部及盘式绝缘子擦拭干净。

（10）完成内部检修后，应更换吸附剂，并应及时抽真空。

（11）所有拆装过的密封环节应进行 SF_6 气体密封性试验（SF_6 气体检漏），并应进行 SF_6 气体水分测量。

（12）检修前后，隔离—接地开关和操动机构的所有技术参数应符合技术要求。

10.1.6.4 快速接地开关的维修

1. 维修与检修标准

快速接地开关的维护及检修标准，应根据快速接地开关的具体运行条件而变化，见表10-22～表10-25。

表10-22 快速接地开关的检查、维修分类

序号	检修类别		检修周期	说明
1	巡视检查		每日	巡视中，检查运行中的设备外部有无异常情况
2	定期检修	一般检修	每3年	1）GIS可能需在较短时间内停电 2）不回收快速接地开关气室内SF_6气体 3）检查外部每一部件有无异常，进行如除尘、除污垢，运动部件加润滑剂等工作
		详细检修	每6年	
3	临时检修		—	当出现故障或者快速接地开关达到规定的操作次数时，应对认为必须要进行检修的零部件进行临时检查
4	大修		GIS运行≥20年	1）GIS需在较长时间内停电 2）回收快速接地开关气室内SF_6气体 3）对快速接地开关内部检修，为保证设备性能，应彻底检查每一个零部件有无损坏或异常

表10-23 快速接地开关的临时检修

序号	必须进行临时检修的条件	备注
1	当在运行条件大大超出正常条件范围时	对必须要进行检修的零部件进行检修
2	当接地开关的操作次数达到3000次	
3	接地开关开、合电磁感应电流50次	
4	接地开关开、合电磁感应电流50次	
5	接地开关开、合静电感应电流50次	
6	关合额定短路关合电流2次	

表10-24 快速接地开关零部件更换标准

序号	名称	更换标准
1	接地开关静弧触头	当弧触头顶端烧损超过1.0mm，或者发现有大的变形情况时
2	接地开关动触头	当触头顶端磨损超过0.5mm，或者发现有大的变形情况时

表10-25 快速接地开关的检查与维修

序号		检查位置	检查项目	备注	检修类别			
					a	b	c	d
1	接地开关及操动机构	外观	螺栓紧固状态	所有螺栓应紧固，无松动	○	—	—	○
			接地端子的紧固状态	应紧固，无松动	○	—	—	○
			是否存在异常响声	无异常响声	○	○	○	○
			是否存在锈蚀	无锈蚀现象	○	○	○	○

（续）

序号		检查位置	检查项目	备注	检修类别			
					a	b	c	d
2	操动机构	机构箱内部检查	连接部位的紧固挡圈及每个部位的螺栓是否脱落	所有挡圈、螺栓应紧固，无松动	—	—	○	○
			检查机构零部件	应完好无损	—	—	○	○
			是否存在异常响声	无异常响声	—	—	○	○
			检查箱体内部有无凝露、锈蚀及进水	无进水及锈蚀	○	○	○	○
			操作计数器工作状态	工作正常	○	—	○	○
			接线端子连接	所有端子应紧固，无松动	○	—	○	○
			辅助开关接点触状态检查	工作正常	○	—	○	○
			检查橡胶条件有无脱落	如有损坏应更换	—	—	○	○
			在构件和连接上涂润滑脂	按规定涂润滑脂	—	—	○	○
3	控制回路试验		控制回路绝缘电阻测量	≥2MΩ（用500V绝缘电阻表测量）	—	—	○	○
4	SF_6系统	接地开关本体	检查快速接地开关气室的自封接头、SF_6密度继电器是否正常	工作正常	—	—	○	○
			SF_6密度继电器试验	检验报警起动值及复位置	○	—	○	○
5	操作	操作接地开关	进行分、合闸操作	操作应正常				

注；a为现场检查，b为巡视检查，c为定期检修，d为大修，○为进行检修，—为不进行检修。

2. 可能发生异常情况及对策

快速接地开关在运行中，可能会发生异常情况，在表10-26中列出了可能发生异常情况及对策。

表10-26　可能发生的异常情况及对策

序号	异常情况		可能原因	检查问题及对策
1	操作异常	不能电动合闸	操作电源电压低	检查操作电源电压
			电气控制系统有问题	检查控制接线有无损坏，有无接线端子脱落，检查合闸继电器、辅助开关
			由于SF_6气体压力低，使SF_6密度继电器闭锁	检查是否发生漏气，进行处理
			电动机过电流继电器工作不正常	检查电机回路
			其他原因	用手动进行操作，检查原因
		不能手动合闸	机械故障	检查原因，进行相应处理
		不能电动分闸	操作电源电压低	检查操作电源电压
			电气控制系统有问题	检查控制接线有无损坏，有无接线端子脱落，检查分闸继电器、辅助开关
			由于SF_6气体压力低，使SF_6密度继不动作	检查是否发生漏气，进行处理
		不能手动分闸	机械故障	检查原因，进行相应处理

（续）

序　号	异 常 情 况	可 能 原 因	检查问题及对策
2	SF_6气体压力降低	漏气	补气到额定压力，可以在运行中进行补气，在停电检修时对漏气部位进行检修
		SF_6密度继电器故障	调整或更换

3. 快速接地开关检修注意事项（见表 10-27）

表 10-27　快速接地开关检修注意事项

（1）检修前，应先切断操作电源。

（2）必须检查快速接地开关的外壳内部时，应先切断主回路，确认快速接地开关两侧已经可靠接地后，方可进行客体内部 SF_6气体回收，抽真空，并经过充分通风后，才可打开盖板，进行检修工作。

（3）使用规定的润滑脂，但不能将润滑脂涂敷到绝缘件上。

（4）已取下的“O”形圈，不能再使用，必须按规定更换为新的“O”形圈。

（5）硅脂应涂敷在“O”形圈和密封槽的空气侧（外侧）

（6）不得拆卸快速接地开关的抽密封装配。

（7）检修时，是否要更换零部件，应根据零部件的磨损情况而定。零部件的磨损情况应同表 10-24 进行比较，如果判定已经到了更换标准，则应更换为新的零件。

（8）当零部件磨损轻微时，可以用细砂纸和百洁布加以打磨并重新使用。

（9）快速接地开关内部的零部件检修、清理完后，应对快速接地开关的外壳内部进行充分的清理，防止将工具或其他东西遗留在外壳内，并应将外壳内部及盘式绝缘子擦拭干净。

（10）完成内部检修后，应更换吸附剂，并应及时抽真空。

（11）所有拆装过的密封环节均应进行 SF_6气体密封性试验（SF_6气体检漏），并应进行 SF_6气体水分测量。

（12）检修前后，快速接地开关和弹簧操动机构的所有技术参数应符合技术要求。

10.1.6.5　电流互感器的维修

1. 维护与检修标准

电流互感器的维护及检修标准，根据电流互感器的具体运行条件而变化，见表 10-28 ~ 表 10-30。由于电流互感器是“静止”的电器，没有运动部件，又与断路器为同一个气室，因此，一般不单独检修电流互感器，而是在检修断路器时，同时对电流互感器进行检修。

表 10-28　电流互感器的检查、维修分类

序　号	检 修 类 别		检 修 周 期	说　　明
1	巡视检查		每日	巡视中，检查运行中的设备外部有无异常情况
2	定期检修	一般检修	每 3 年	1）GIS 可能需在较短时间内停电 2）不回收断路器—电流互感器气室内 SF_6气体 3）检查外部每一部件有无异常，进行如除尘、除污垢等工作
		详细检修	每 6 年	
3	临时检修		—	当出现故障时，应对认为必须要进行检修的零部件进行临时检查
4	大修		GIS 运行≥20 年	1）GIS 需在较长时间内停电 2）回收断路器—电流互感器气室内 SF_6气体 3）对电流互感器内部检修，为保证设备性能，应彻底检查每一个零部件有无损坏或异常

表 10-29　电流互感器的临时检修

序　号	必须进行临时检修的条件	备　　注
1	当在运行中发生异常情况时	对必须要进行检修的零部件进行检查
2	当运行条件大大超出正常条件范围时	
3	当断路器进行临时检修时，同时检修电流互感器	

表 10-30　电流互感器的检查与维修

序号		检查位置	检 查 项 目	备　　注	检 修 类 别			
					a	b	c	d
1	电流互感器	外观	螺栓紧固状态	所有螺栓应紧固，无松动	○	—	—	○
			是否存在异常响声	无异常响声	○	○	○	○
			是否存在锈蚀	无锈蚀现象	○	○	○	○
			所有接线及接线端子有无松动、脱落	所有接线应紧固无松动、脱落	○	—	—	○
2	电流互感器	内部	所有内部接线及接线端子有无松动、脱落	所有接线应紧固、无松动、脱落	○	—	○	○
			是否存在异常响声	无异常响声	○	○	○	○
			检查端子箱内部有无凝露、锈蚀及进水	无进水及锈蚀	○	○	○	○
			检查端子箱的橡胶条有无脱落	如有损坏应更换	—	—	○	○
3	SF_6系统	断路器—电流互感器气室	检查气室的自封接头、SF_6密度继电器是否正常	工作正常	—	—	○	○
			SF_6密度继电器试验 32	检验密度继电器的报警及操作闭锁起动值及复位值	○	—	○	○
4	电流互感器试验		出现端子标志试验	减极性	—	—	○	○
			变比测量	符合电流互感器出厂值	—	—	○	○
			伏案特性测量		—	—	○	○
			误差测量		—	—	○	○
			二次绕组工频耐压试验	3kV	—	—	○	○

注：a 为现场检查，b 为巡视检查，c 为定期检修，d 为大修，○为进行检修，—为不进行检修。

2. 可能发生的异常情况及对策

电流互感器在运行中，可能会发生异常情况，在表 10-31 中列出可能发生的异常情况及对策。

表 10-31　可能发生的异常情况及对策

序　号	异 常 情 况	可 能 原 因	检查问题及对策
1	电流互感器内部存在的异常响声	二次线圈没有固定好	检查二次线圈并进行固定

（续）

序　号	异 常 情 况	可 能 原 因	检查问题及对策
2	控制柜上测量无电流信号	压着端子及导线未连接好	检查所有接线及接线端子有无松动、脱落
3	SF_6气体压力降低	漏气	补气到额定压力，可以在运行中进行补气，在停电检修对漏气部位进行检修
		SF_6密度继电器故障	调整或更换

3. 电流互感器的检修（见表 10-32）

表 10-32　电流互感器检修注意事项

（1）检修前，应先切断操作电源。

（2）必须检查电流互感器的外壳内部时，应先切断主回路，确认接地开关两端已经可靠接地后，方可进行壳体内部 SF_6 气体回收，抽真空，并经过充分通风后，才可进行检修工作。

（3）使用规定的润滑脂，但不能将润滑脂涂敷到绝缘件上。

（4）已取下的“○”形圈，不能再使用，必须按规定更换为新的“○”形圈。

（5）硅脂应涂敷在“○”形圈和密封槽的空气侧（外侧）。

（6）电流互感器内部的零部件检修、清理完后，应对电流互感器的外壳内部进行充分的清理，防止将工具或其他东西遗留在外壳内，并应将外壳内部及盘式绝缘子擦拭干净。

（7）完成内部检修后，应更换吸附剂，并应及时抽真空。

（8）所有拆装过的密封环节均应进行 SF_6气体密封性试验（SF_6气体检漏），并应进行 SF_6气体水分测量。

（9）检修前后，电流互感器的所有技术参数应符合技术要求。

10.1.6.6　母线的维修

1. 维护与检修标准

母线的维护及检修标准，根据母线的具体运行条件而变化，见表 10-33 ~ 表 10-35。

表 10-33　母线的检查、维修分类

序　号	检 修 类 别		检 修 周 期	说　　明
1	检查		每日	巡视中，检查运行中的设备外部有无异常情况
2	定期检修	一般检修	每 3 年	1）GIS 可能需在较短时间内停电 2）不回收母线气室内 SF_6气体 3）检查外部每一部件有无异常，进行如除尘、除污垢等工作
		详细检修	每 6 年	
3	临时检修		—	当出现故障时，应对认为必须要进行检修的零部件进行临时检查
4	大修		GIS 运行≥20 年	1）GIS 需在较长时间内停电 2）回收母线气室内 SF_6气体 3）对母线内部检修，为保证设备性能，应彻底检查每一个零部件有无损坏或异常

表 10-34　母线的临时检修

序　号	必须进行临时检修的条件	备　　注
1	当在运行中发生异常情况时	对必须要进行检修的零部件进行检查
2	当运行条件大大超出正常条件范围时	

表 10-35　母线的检查与维修

序　号		检查位置	检查项目	备　注	检修类别			
					a	b	c	d
1	母线	外观	螺栓紧固状态	所有螺栓应紧固，无松动	○	—	—	○
			接地端子的紧固状态	应紧固，无松动	○	—	—	○
			是否存在异常响声	无异常响声	○	○	○	○
			是否存在锈蚀	无锈蚀现象	○	○	○	○
2	SF_6 系统		检查母线气室的自封接头、SF_6 密度继电器是否正常	工作正常	—	—	○	○
			SF_6 密度继电器试验	检验报警起动值及复位值	—	—	○	○

注；a 为现场检查，b 为巡视检查，c 为定期检修，d 为大修，○为进行检修，—为不进行检修。

2. 母线的检修

（1）主母线的检修。

主母线是三级共筒式结构，安装在间隔之间。要进行解体检修时，必须要求 GIS 停电，并将主母线从间隔间拆下来。

（2）分支母线的检修。

无论是三级共筒式分支母线还是单级单筒式分支母线，其检修都是随间隔的检修进行。

母线检修注意事项见表 10-36。

表 10-36　母线检修注意事项

（1）必须检查母线外壳内部时，应先切断主回路，确认接地开关两端已经可靠接地后，方可进行壳体内部 SF_6 气体回收，抽真空，并经过充分通风后，才可进行检修工作。

（2）使用规定的润滑脂，但不能将润滑脂涂敷到绝缘件上。

（3）已取下的“○”形圈，不能再使用，必须按规定更换为新的“○”形圈。

（4）硅脂应涂敷在“○”形圈和密封槽的空气侧（外侧）。

（5）检修时，是否要更换零部件，应根据零部件镀银层的磨损情况而定。当零部件镀银层磨损轻微时，可以用细砂纸和百洁布加以打磨并重新使用。

（6）母线内部的零部件检修、清理完后，应对的外壳内部进行充分的清理，防止将工具或其他东西遗留在外壳内，并应将外壳内部及盘式绝缘子擦拭干净。

（7）完成内部检修后，应更换吸附剂，并应及时抽真空。

（8）所有拆装过的密封环节均应进行 SF_6 气体密封性试验（SF_6 气体检漏），并应进行 SF_6 气体水分测量。

（9）检修完成后，母线的安装参见“ZF23-126GIS 安装调试说明书”。

10.1.6.7　SF_6/空气套管的维修

1. 维护与检修标准

SF_6/空气套管的维护及检修标准，根据 SF_6/空气套管具体运行条件而变化，见表 10-37 ~ 表 10-39。

由于 SF_6/空气套管是“静止”的电器，没有运动部件，因此，一般不单独进行检修，而是在检修 GIS 时，同时对 SF_6/空气套管进行检修。

表 10-37　SF_6/空气套管的检查、维修分类

序　号	检修类别		检修周期	说　　明
1	巡视检查		每日	巡视中，检查运行中的设备外部有无异常情况
2	定期检修	一般检修	每 3 年	1）GIS 可能需在较短时间内停电 2）不回收 SF_6/空气套管气室内 SF_6 气体 3）检查外部每一部件有无异常，进行如除尘、除污垢等工作
		详细检修	每 6 年	
3	临时检修		—	当出现故障时，应对认为必须要进行检修的零部件进行临时检查
4	大修		GIS 运行≥20 年	1）GIS 需在较长时间内停电 2）回收 SF_6/空气套管气室内 SF_6 气体 3）对 SF_6/空气套管的内部进行检修，为保证设备性能，应彻底检查每一个零部件有无损坏或异常

表 10-38　临时检修

序　号	必须进行临时检修的条件	备　　注
1	当在运行中发生异常情况时	对必须要进行检修的零部件进行检查
2	当运行条件大大超出正常条件范围时	
3	当 GIS 进行临时检修时，同时检修 SF_6/空气套管	

表 10-39　SF_6/空气套管的检查与维修

序　号		检查位置	检查项目	备　　注	检修类别			
					a	b	c	d
1	SF_6/空气套管	外观	螺栓紧固状态	所有螺栓应紧固，无松动	○	—	—	○
			是否存在碎裂	无碎裂	○	○	○	○
			是否存在锈蚀	无锈蚀现象	○	○	○	○
			套管接线端子与进、出线的连接有无松动、脱落	所有接线应紧固，无松动、脱落	○	—	—	○
2	SF_6/空气套管	内部	是否存在异常响声	无异常响声				
			检查套管中心导体	如有损坏应更换	—	—	○	○
3	SF_6 系统	SF_6/空气套管—分支母线气室	检查气室的自封接头、SF_6 密度继电器是否正常	工作正常	—	—	○	○
			SF_6 密度继电器试验	检验报警起动值及复位值	—	—	○	○
					○	—	○	○

注：a 为现场检查，b 为巡视检查，c 为定期检修，d 为大修，○为进行检修，—为不进行检修。

2. SF_6/空气套管的检修

检修注意事项见表 10-40。

表 10-40　空气套管的检修注意事项

（1）必须检查 SF_6/空气套管内部时，应先切断主回路，确认接地开关两端已经可靠接地后，方可进行 SF_6/空气套管气室内部 SF_6 气体回收，抽真空，并经过充分通风后，才可进行检修工作。

（2）使用规定的润滑脂，但不能将润滑脂涂敷到绝缘件上。

（3）已取下的“○”形圈，不能再使用，必须按规定更换为新的“○”形圈。

（4）硅脂应涂敷在“○”形圈和密封槽的空气侧（外侧）。

（5）检修时，是否要更换零部件，应根据零部件镀银层的磨损情况而定。当零部件镀银层磨损轻微时，可以用细砂纸和百洁布加以打磨并重新使用。

（6）SF_6/空气套管内部的零部件检修、清理完后，应对 SF_6/空气套管内部及外部进行充分的清理，并应将 SF_6/空气套管内部及外部擦拭干净。

（7）完成内部检修后，应更换吸附剂，并应及时抽真空。

（8）所有拆装过的密封环节均应进行 SF_6 气体密封性试验（SF_6 气体检漏），并应进行 SF_6 气体水分测量。

（9）检修完成后，SF_6/空气套管的安装参见“ZF23-126 GIS 安装调试说明书”。

10.1.6.8　避雷器的维修

1. 维护与检修标准

由于避雷器为外购配套件，避雷器的维护和检修应从以下两个方面考虑。

（1）避雷器厂负责部分。

在现场，当检修避雷器时，检修由避雷器制造厂负责进行，必须时，避雷器需返厂检修。避雷器的维护与检修基准见避雷器制造厂的有关规定。

（2）GIS 制造厂负责部分。

避雷器与 GIS 的连接部分的维修由 GIS 制造厂负责进行，维修根据 GIS 的具体运行条件而变化，见表 10-41 ~ 表 10-43。

表 10-41　避雷器的检查、维修分类（由 GIS 制造厂负责部分）

序　号	检修类别		检修周期	说　明
1	巡视检查		每日	巡视中，检查运行中的设备外部有无异常情况
2	定期检修	一般检修	每 3 年	1）GIS 可能需在较短时间内停电 2）不回收避雷器内 SF_6 气体 3）检查外部每一部件有无异常，进行如除尘、除污垢等工作
		详细检修	每 6 年	
3	临时检修		—	当出现故障时（GIS 故障或避雷器发生故障）时，应对认为必须要进行检修的零部件进行临时检查
4	大修		GIS 运行≥20 年	1）GIS 需在较长时间内停电 2）回收避雷器内 SF_6 气体 3）对避雷器内部进行检修，为保证设备性能，应彻底检修每一个零部件有无损坏或异常

表 10-42　避雷器的临时检修

序　号	必须进行临时检修的条件	备　注
1	当 GIS 运行中发生异常情况时	对必须要进行检修的零部件进行检查
2	当运行条件大大超出正常条件范围时	
3	当避雷器发生故障需要进行检修时	

表 10-43　避雷器的检查与维修（由 GIS 制造厂负责部分）

序　号	检查位置	检查项目	备　　注	检修类别			
				a	b	c	d
1	金属氧化物避雷器	螺栓紧固状态	所有螺栓应紧固，无松动	○	—	—	○
		接地端子的紧固状态	应紧固，无松动	○	—	—	○
		是否存在锈蚀	无锈蚀现象	○	○	○	○
		雷电计数器	显示正常				
2	SF_6系统	检查金属氧化物避雷器的自封接头、SF_6密度继电器是否正常	工作正常	—	—	○	○
		SF_6密度继电器试验	检验报警起动值及复位值	—	—	○	○
3	避雷器试验	阻性电流测量	符合避雷器技术要求	—	—	○	○

注：a 为现场检查，b 为巡视检查，c 为定期检修，d 为大修，○为进行检修，—为不进行检修。

2. 避雷器检修注意事项（见表 10-44）

表 10-44　避雷器检修注意事项

（1）必须检查避雷器时，应先切断主回路，方可进行避雷器及与其连接的 GIS 部分的 SF_6气体回收，抽真空，并经过充分通风后，才可进行检修工作。

（2）使用规定的润滑脂，但不能将润滑脂涂敷到绝缘件上。

（3）已取下的“○”形圈，不能再使用，必须按规定更换为新的“○”形圈。

（4）硅脂应涂敷在“○”形圈和密封槽的空气侧（外侧）。

（5）检修时，是否要更换避雷器内部零部件，应根据避雷器的情况而定。与 GIS 连接部分，是否要更换零部件，应根据零部件镀银层的磨损情况而定。当零部件镀银层磨损轻微时，可以用细砂纸和百洁布加以打磨并重新使用。

（6）完成检修后，应更换避雷器和避雷器与 GIS 连接部分的吸附剂，并应及时抽真空。

（7）所有拆装过的密封环节均应进行 SF_6气体密封性试验（SF_6气体检漏），并应进行 SF_6气体水分测量。

10.1.6.9　电压互感器的维修

1. 维护与检修标准

由于电压互感器为外构件，电压互感器的维护和检修应从以下两个方面考虑。

（1）电压互感器厂负责部分。

当检修电压互感器时，一般由于现场条件不具备，应返厂进行检修。检修由电压互感器制造厂负责进行，其维护与检修标准见电压互感器制造厂的有关规定。

（2）GIS 制造厂负责部分。

电压互感器与 GIS 的连接部分的维修由 GIS 制造厂负责进行，维修根据 GIS 的具体运行条件而变化，见表 10-45 ~ 表 10-47。

表 10-45　电压互感器的检查、维修、分类

序　号	检修类别		检修周期	说　　明
1	巡视检查		每日	巡视中，检查运行中的设备外部有无异常情况
2	定期检修	一般检修	每 3 年	1）GIS 可能需在较短时间内停电 2）不回收电压互感器内 SF_6气体 3）检查外部每一部件有无异常，进行如除尘、除污垢等工作
		详细检修	每 6 年	

（续）

序　号	检修类别	检修周期	说　　明
3	临时检修	—	当出现故障时（GIS故障或电流互感器发生故障）时，应对认为必须要进行检修的零部件进行临时检查
4	大修	GIS运行≥20年	1）GIS需在较长时间内停电 2）回收电压互感器内SF_6气体 3）对电压互感器内部进行检修，为保证设备性能，应彻底检修每一个零部件有无损坏或异常

表10-46　电压互感器的临时检修

序　号	必须进行临时检修的条件	备　　注
1	当GIS运行中发生异常情况时	对必须要进行检修的零部件进行检查
2	当运行条件大大超出正常条件范围时	
3	当电压互感器发生故障需要进行检修时	

表10-47　电压互感器的检查与维修

序　号		检查位置	检查项目	备　　注	检修类别			
					a	b	c	d
1	电压互感器	外观	螺栓紧固状态	所有螺栓应紧固，无松动	○	—	—	○
			接地端子的紧固状态	应紧固，无松动	○	—	—	○
			是否存在锈蚀	无锈蚀现象	○	○	○	○
		内部	是否存在异常响声	无异常响声	○	○	○	○
			所有接线及接线端子有无松动、脱落	所有接线应紧固无松动、脱落	○	—	—	○
			所有内部接线及接线端子有无松动、脱落	所有接线应紧固、无松动	○	—	○	○
			是否存在异常响声	无异常响声	—	—	○	○
			检查端子箱内部有无凝露、锈蚀及进水	无进水及锈蚀	○	○	○	○
2	SF_6系统		检查电压互感器自封接头、SF_6密度继电器是否正常	工作正常	—	—	○	○
			SF_6密度继电器试验	检验报警起动值及复位值	—	—	○	○
3	电压互感器试验		出现端子标志试验	减极性	—	—	○	○
			电压比测量	符合电压互感器出厂值	—	—	○	○
			励磁特性测量		—	—	○	○
			误差测量		—	—	○	○
			二次绕组、剩余绕组工频耐压试验	3kV	—	—	○	○

注：a为现场检查，b为巡视检查，c为定期检修，d为大修，○为进行检修，—为不进行检修。

2. 电压互感器的检修注意事项（见表 10-48）

表 10-48　电压互感器的检修注意事项

（1）必须检查电压互感器时，应先切断主回路，方可进行电压互感器及与其连接的 GIS 部分的 SF_6 气体回收，抽真空，并经过充分通风后，才可进行检修工作。

（2）使用规定的润滑脂，但不能将润滑脂涂敷到绝缘件上。

（3）已取下的“○”形圈，不能再使用，必须按规定更换为新的“○”形圈。

（4）硅脂应涂敷在“○”形圈和密封槽的空气侧（外侧）。

（5）检修时，是否要更换电压互感器内部零部件，应根据电压互感器的情况而定。与 GIS 连接部分，是否要更换零部件，应根据零部件镀银层的磨损情况而定。当零部件镀银层磨损轻微时，可以用细砂纸和百洁布加以打磨并重新使用。

（6）完成检修后，应更换吸附剂，并应及时抽真空。

（7）所有拆装过的密封环节均应进行 SF_6 气体密封性试验（SF_6 气体检漏），并应进行 SF_6 气体水分测量。

10.1.6.10　就地控制柜的维修

1. 维护与检修标准

就地控制柜的维护检修标准，根据就地控制柜的具体运行条件而变化，见表 10-49 ~ 表 10-51。

表 10-49　就地控制柜的检查和维修分类

序　号	检修类别		检修周期	说　明
1	巡视检查		每日	巡视中，检查运行中的设备外部有无异常情况
2	定期检修	一般检修	每 3 年	1）GIS 可能需在较短时间内停电 2）检查接地控制柜外部每一部件有无异常，进行如除尘、除污垢，运动部件加润滑剂等工作
		详细检修	每 6 年	
3	临时检修		—	当出现故障，应对认为必须要进行检修的电器元件进行临时检查
4	大修		GIS 运行≥20 年	1）GIS 需在较长时间内停电 2）对接地控制柜内部进行检修，为保证设备性能，应彻底检修每一个电器元件有无损坏或异常

表 10-50　就地控制柜的临时检修

序　号	必须进行临时检修的条件	备　注
1	当运行中发生异常情况时	对必须要进行检修的零部件进行检查
2	当运行条件大大超出正常条件范围时	

表 10-51　就地控制柜的检查与维修

序　号		检查位置	检查项目	备　注	检修类别			
					a	b	c	d
1	就地控制柜	外观	螺栓紧固状态	所有螺栓应紧固，无松动	○	—	—	○
			接地端子的紧固状态	应紧固，无松动	○	—	—	○
			是否存在锈蚀	无锈蚀现象	○	○	○	○

（续）

序号		检查位置	检查项目	备注	检修类别			
					a	b	c	d
1	就地控制柜	内部检查	所有内部接线及接线端子有无松动、脱落	所有接线应紧固、无松动	—	—	○	○
			检查所有电器元件有无损坏或异常	检查电器元件有无损坏或异常	—	—	○	○
			检查插接件及接线	所有插件及接线应紧固、无松动	—	—	○	○
			检查柜体内部有无凝露、锈蚀及进水，端子箱的橡胶条有无脱落	无进水及锈蚀	○	○	○	○
			检查柜门的橡胶条有无脱落	工作正常	○	—	○	○
2	就地控制柜试验	在GIS检修完成后进行试验	接线检查					
			模拟信号检查试验					
			CB/DS-ES/FES集中操作试验	按电气原理图及接线图进行试验		○	—	○
			电气联锁试验					
			SF_6气体密度监控试验					
			辅助回路、控制回路绝缘试验	短时工频耐受电压2kV（1min，有效值）	—	—	○	○

注：a为现场检查，b为巡视检查，c为定期检修，d为大修，○为进行检修，—为不进行检修。

2. 就地控制柜的检修

当GIS进行检修时，可以同时对就地控制柜进行检修。检修注意事项如下。

（1）检修前，应先切断操作电源。

（2）检修时，是否需要更换电器元件，应根据电器元件的损坏情况及使用期限而定。

10.2 断路器

10.2.1 概述

（1）高压断路器的类型按灭弧介质划分有：油断路器（多油式和少油式）、空气断路器、磁吹断路器、SF_6（六氟化硫）断路器、真空断路器等。目前使用最多的是SF_6断路器（35kV以上）和真空断路器（35kV及以下）。

（2）高压断路器的结构，从功能上可以分为四个部分，即导电回路、灭弧装置、绝缘和支撑系统以及操动机构。断路器的操动机构有手动、电磁、弹簧、气动和液压等种类。目前使用最多的操动机构是弹簧机构、液压机构、气动机构。

10.2.2 高压断路器的巡视检查

10.2.2.1 高压断路器正常巡视检查项目

1. 本体部分

（1）瓷质部分清洁，无裂纹、损伤、放电痕迹及其他异常现象。

（2）内部无异声（漏气、振动）及放电声。

（3）分、合闸指示器指示正确，与实际运行方式相符，计数器动作正确并记录动作次数，断路器位置机械指示与遥信指示或保护屏上位置指示一致。

（4）对于非固封式真空玻璃断路器：真空玻璃泡无裂缝，外观正常，真空玻璃泡外壳内部屏蔽罩是否有过热现象，是否有内部氧化、变色或失去铜的光泽，透明真空玻璃泡内应无辉光放电现象。

（5）对于SF_6断路器：SF_6压力指示在正常范围内（根据压力/温度曲线），无任何闭锁等异常报警信号。

（6）壳体整洁无锈蚀，外壳接地良好。

2. 导引线部分

（1）引线线夹压接牢固、接触良好，无发热现象，示温蜡片无熔化、掉落（必要时使用望远镜）。定期进行红外测温并记录温度数值。

（2）引线无断股、散股、烧伤痕迹。

（3）引下线驰度适中，摆动正常。

（4）无挂落异物。

3. 操作机构部分

（1）“遥控/近控”切换开关应投至相应位置。

（2）密封良好，干燥，无变形锈蚀、接地良好。

（3）二次线无松脱及发热现象。

（4）各电源开关、熔丝及温控除湿装置投入正确，自动温控器无失控情况。

（5）机构箱内其他元件完好。

（6）箱门开启灵活无变形，箱内清洁，无异常气味。

（7）孔洞封堵严密。箱门关闭严密，无凝露、无进水受潮。

（8）箱内照明良好。

（9）对于液压操作机构：

1）机构压力正常；

2）油管油路及储压罐完好无渗漏，油压正常；

3）储油箱油位正常（在上、下限之间），无渗漏油；

4）储能电源开关位置正确；

5）电机及油泵运转正常，无异常响声及渗漏油；

6）计数器动作计数正确；

7）无异常报警信号；

8）活塞杆、工作缸无渗漏。

（10）对于弹簧操作机构：

1）储能电源开关位置正确；

2）弹簧储能指示正常；

3）储能弹簧在压紧状态，储能电机运转正常；

4）分合闸线圈无冒烟、异味及变色。

（11）对于气动操作机构：

1）压力表指示正常；

2）贮气罐无漏气，按规定放水（自动排水的应每班手动排放一次）；

3）接头、管路、阀门无漏气现象；

4）空压机运转正常，油位正常；

5）计数器动作记录正常。

（12）各连杆、传动机构无弯曲、变形、锈蚀，轴销齐全。

（13）行程开关无卡涩变形。

（14）无异常报警信号。

（15）加热器（除潮器）正常完好，投（停）正确。

4. 端子箱部分

（1）各电源开关、熔丝及温控除湿装置投入正确。

（2）密封良好，干燥，无变形锈蚀，接地良好。

（3）内部清洁，无异常气味。

（4）箱内照明良好。

（5）二次线无松脱及发热现象。

（6）孔洞封堵严密；箱门关闭严密，无凝露、无进水受潮。

5. 其他

（1）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏，相色标示清晰、无脱落。

（2）断路器控制、信号电源正常，无异常信号发出。

（3）基础无倾斜、下沉。

（4）架构完好无锈蚀，接地螺栓压接良好，无锈蚀。

10. 2. 2. 2　高压断路器特殊巡视检查项目

（1）遇有下列情况，应对设备进行特殊巡视。

1）负荷有显著增加。

2）断路器经过检修、改造或长期停用后重新投入系统运行。

3）断路器存在严重缺陷时或缺陷近期有发展。

4）高温季节、恶劣天气、事故跳闸和设备运行中发现可疑现象。

5）断路器操作机构频繁减压。

（2）高压断路器特殊巡视项目。

1）大风天气：引线摆动情况及有无搭挂杂物。

2）雷雨天气：瓷套管有无放电闪络现象。

3）大雾天气：瓷套管有无放电、打火现象，重点监视污秽瓷质部分。

4）大雪天气：根据积雪融化情况，检查接头发热部位，及时处理悬冰。

5）温度骤变：检查注油设备油位变化及设备有无渗漏油等情况。

6）高峰负荷期间：增加巡视次数，监视设备温度，触头、引线接头，特别是限流元件接头有无过热现象，设备有无异常声音。

7）短路故障跳闸后：检查隔离开关的位置是否正确，各附件有无变形，触头、引线接头有无过热、松动现象，断路器内部有无异常声音等。

8）断路器重合后：检查断路器位置是否正确，动作是否到位，有无不正常的音响和气味。

9）严重污秽地区：瓷质绝缘的积污程度，有无放电、爬电、电晕等异常现象。

（3）根据运行方式的变化，在下列情况下应对高压断路器进行重点测温，测温范围主要是运行断路器的导流部位。

1）长期重负荷运行的高压断路器。

2）负荷有明显增加的高压断路器。

3）存在异常的高压断路器。

10.2.3 断路器检修后的验收项目

（1）在验收时应检查询问断路器检修工作内容、项目及更换零部件情况，检修试验项目是否齐全；线圈电阻测量、线圈动作电压是否合格，试验数据是否符合要求。

（2）检查原缺陷是否消除，是否有遗留缺陷。

（3）在验收时应按下列要求检查外观，并做好原始数据记录。

1）现场整洁，设备上无临时短路线及其他遗留物，相色标志明显、正确。

2）断路器应油位正常，不渗油；SF_6 断路器应压力正常，无任何闭锁信号，并附有压力温度关系曲线。真空断路器灭弧室无异常；各种信号正确，表计指示正常；遥信、遥测值正确。

3）断路器及其操作机构应固定牢固，金属件无锈蚀或机械损伤，瓷铁件应粘接牢固，瓷质无灰垢缺损及裂纹，外表清洁完整。

4）断路器及其传动装置的所有连接部位应连接牢固且接触良好。所有紧固件（除地脚螺栓外）应用镀锌制品，锁片锁牢，防松螺母拧紧，开口销张开，底座与基础间的垫片不宜超过三片，各片间应焊接牢固，外壳接地引线焊接牢固，接地良好。

5）电机转向应正确，其低压回路和加热装置的绝缘应良好。

6）接线连接板处应有示温片监视运行温度的措施。

7）断路器控制电源及合闸储能电源应正常。

8）液压机构无渗漏，压力正常，油位计的玻璃应完整清洁，油位监视窗内充满油；弹簧操作机构弹簧储能指示正常，储能弹簧在压紧状态，无异常报警信号；空气压力表指示值符合规定，现场无漏气，空压泵电源正常，空压泵控制屏上无异常信号。

9）机构箱、端子箱内二次接线排列整齐，接头应紧固、无松动，编号清楚。二次端子排及各辅助开关等元件绝缘良好清洁牢固，端子排接头无生锈，各辅助开关应在相应位置。

10）机构箱、端子箱内清洁，开口销子完整劈开，箱门应严密，开和关应灵活密封垫应完整，电缆穿孔封堵良好。

11）机构箱、端子箱内驱潮器（加热器）、照明、封堵检查情况良好，自动温控开关在规定范围内。

12）检查机构箱、端子箱内熔断器及熔丝元件接触是否良好，熔丝元件容量是否符合规定，有无损伤。

13）SF_6断路器 SF_6气体工作压力应正常，符合铭牌上的要求。

14）监视 SF_6气体压力的密度继电器和压力表应良好，符合运行要求。

（4）验收时，经外观检查后，应对断路器进行试操作检查，检查要求如下：

1）远方和就地分、合闸试操作正常，开关位置指示正确，包括机械位置及遥信位置，

无各种异常信号。

2）辅助切换开关的动作应准确可靠，接点接触应良好，无烧损现象。对弹簧操作机构，合闸弹簧储能完毕后，辅助切换开关应立即将电动机电源切除，合闸完毕后，辅助切换开关应将电动机电源接通。对液压机构，微动开关应符合设备铭牌或技术说明书上的要求，准确可靠动作。

3）电动跳、合闸线圈的铁心应动作灵活，无卡阻现象。

4）断路器传动部分检查无卡涩。

5）SF_6断路器泄漏报警压力动作正确，符合铭牌要求，报警信号正确（大修后）。

6）“SF_6 总闭锁”压力动作正确，符合铭牌要求，报警信号正确（大修后）。

7）液压机构氮气预压力和工作压力应符合设备铭牌或产品的技术规定，电接点压力表动作及整定应正确。核对液压机构压力过高、过低接点压力表与遥信相符，同时对停泵、起泵，压力降低，分、合闸闭锁，零压闭锁微机开关动作正确性及与遥信相符。

8）弹簧机构储能动作正常，“弹簧未储能”信号动作正常。弹簧操作机构电动机运转及储能信号应与所发遥信相一致。

9）空压机起停泵正常，“超时运转”“压力过低报警”“压力过低闭锁”等信号动作正常。

10）防误操作装置齐全、闭锁应完好，符合相关要求。

11）机构内三相不一致保护动作正确、时间整定符合要求。

12）配合继电保护用该断路器保护进行整组动作试验，有重合闸的线路开关，必须进行重合闸试验，以检查机构动作的正确性。

10.2.4 断路器的运行操作与注意事项

10.2.4.1 一般运行要求

（1）运行中的断路器应标明其编号和名称（双重编号），应有明显的相色标志，接地可靠。

（2）断路器投运前，应检查接地线是否全部拆除，防误闭锁装置是否正常。

（3）运行中的断路器分合闸指示正确，机构箱内有防潮、驱潮措施并运行良好，箱门关闭严密，液压操作机构亦应不渗油，其压力在规定范围内；弹簧操作机构储能正常；空压机构压力正常无漏气。

（4）空气压缩机系统一般采用环形供气，配有两台压缩机、一台空气罐、阀控制板以及热继电器、保护屏等。压缩空气提供开关、刀闸及接地开关的操作能源。正常时两台压缩机均运行，当一台故障时，另一台仍能保证正常供气。两台空气压缩机同时投入时，其起泵时间间隔 6s 左右，以免起动电流过大，冲掉电源开关。

（5）空气压缩机平时投入运行，其起停根据空气压力自行控制（约每天自起动 1 ~ 2 次），一般不予操作。如空气压缩机一台运行，一台备用，则每月应将备用空气压缩机起动一次，以使备用空气压缩机处于良好状态。对空气压缩机储压桶每周进行一次疏水。

（6）断路器严禁带电慢分、慢合。

（7）各种类型的高压断路器，允许按断路器的技术参数规范数据情况下长期运行。

（8）220kV 断路器非全相运行保护的运行规定：

1）主变压器、母联、分段开关用保护屏配置的专用非全相保护，正常运行均应投入。非全相保护时间继电器的整定按当地供电公司调度继保定值整定单执行。保护屏配置的专用非全相保护动作时间一般应大于单相重合闸时间加1s。

2）线路开关用机构内配置的非全相保护，保护屏配置的非全相保护正常时应停用，机构非全相保护动作时间一般整定为3s。

（9）断路器在运行中，操作机构储能电动机的电源开关严禁拉开，因工作需要必须短时停用时，应通知公司生产调度，相关生产单位采取必要的停电应急措施后，方可进行。

（10）断路器跳、合闸回路及储能操作机构的电动机电源熔丝或开关的选择应符合设计要求，上、下级要做到配合。

（11）断路器机构箱门上的分闸紧急按钮要有防误碰分闸的安全措施。

（12）断路器不经检修允许开断故障次数应根据实际开断短路容量与该断路器额定容量之比及生产厂家技术说明书上的要求来决定。

（13）室内高压设备的接头部位应贴示温片，特别在高峰负荷或盛夏季节，要加强运行中温升的监视，80℃的示温片不应熔化或变色。定期进行红外测温，特别是在每年夏季高峰负荷期间用红外测温仪测量户外高压设备的接头的温度，平时在雨天和下雪天，巡视设备，观察接头部分是否有冒气泡和熔雪现象。

（14）断路器端子箱门及机构箱门正常运行时应上锁。

10.2.4.2　运行操作及注意事项

（1）断路器操作前应检查控制回路和辅助回路的电源，检查机构已储能。

（2）长期备用的断路器，经检修部门检修、试验，继保传动正常，并复查继电保护定值，保护压板后，方可投运操作。

（3）正常时断路器测控装置上的方式开关应置“远方”位置，此时可在远方进行遥控操作。当方式开关置“就地”位置时，可在测控屏（控制屏）上用操作控制开关进行近控操作。正常情况下，禁止在开关机构近控手动合闸送电，只有在不危及人身和设备安全而有故障处理需要时，方可进行110kV及以下近控手动分闸操作（重合闸应停用），220kV断路器如果为分相式操作机构，不得分相近控手动分闸操作。

（4）断路器机构箱（汇控柜）或主变压器开关柜远近控切换开关切至“近控”位置时，可能切断保护及自动装置的跳闸或合闸回路，则必须有“断路器在近控位置”和“控制回路断线”的告警信号。

（5）开关本体大修（真空断路器更换真空泡、SF_6断路器灭弧室大修）后可重新开始统计开关故障跳闸次数。

（6）开关机构大修后可重新统计开关操作次数。

（7）SF_6断路器运行中还应注意以下几项：

1）进入开关室巡视前应开启通风装置10～15min之后，方可进行巡视。

2）现场检查SF_6压力表的指示值及SF_6泄漏点时，应注意安全，不应蹲下。进入装有SF_6断路器的开关室前应检查SF_6气体泄漏报警装置是否有气体超标报警等。

3）巡视检查中应注意SF_6气压变化，定期检查SF_6压力值，当发现异常时（如超出允许规定值不报警、不闭锁等），应汇报设备保全部领导后进行处理，必要时通知设备生产厂家前来指导处理。

4）严禁将断路器中的 SF_6 气体直接放入大气，必须中和或使用 SF_6 气体回收充气装置进行回收。

（8）在梅雨季节，开关室内相对湿度较大时，开关室的通风设备应投入运行，并加强对设备的绝缘部件的巡视检查，在正常巡视中如发现设备有局部发热、放电等异常情况应汇报设备保全部领导后进行处理。

（9）断路器在操作控制把手时，不能用力过猛，以防损坏控制开关；不能返回太快，以防时间短断路器来不及合闸。操作中应同时监视有关电压、电流、功率等遥测值及遥信等正常。

（10）进行倒闸操作时，对开关操作后应检查其位置正确，主要检查内容包括：

1）后台机上开关变位应正确。

2）后台机上有关遥测、遥信等数据的变化情况应正确。

3）现场的开关实际机械指示位置应正确，包括本体和机构分合闸指示器以及拐臂、传动杆位置，保护装置上位置指示灯应正确。

（11）断路器合闸送电时，如因保护动作跳闸，应立即停止操作并进行现场检查，严禁不经检查再次合闸强送。

（12）旁路断路器替代其他断路器时，在并列后应检查三相有电流且基本平衡后，方能拉开被代断路器。

（13）当断路器从运行改为检修状态需释放能量时，液压机构由检修人员操作，弹簧机构由值班员操作（即在断路器拉开位置时拉开储能电动机电源后进行合、分闸操作）。

（14）断路器一般不得在机构操作箱上进行手动合闸送电，而手动分闸，只有在电动操作拒分或危及人身安全设备事故紧急情况下，方可进行手动分闸，切断电源。

（15）断路器合闸后还应检查：

1）液压、空压机构合闸后，检查各种信号是否正确，压力是否正常。

2）弹簧储能机构合闸后，应检查机构是否确实在储能位置。如因储能电动机损坏等原因，不在储能位置，则立即拉开储能电源，或取下电源熔丝进行手动储能，以备重合闸需要。若手动能储能，电动机没有损坏，应检查电动机储能二次回路和有关辅助接点是否正常，手动储能后，手柄应取下。若手动也不能储能，则机械部分有问题，及时汇报设备保全部领导进一步处理。

（16）断路器分闸操作后，应检查表计和监控屏上应无指示，机械位置指示器和断路器连杆确在“分”的位置。监控系统中开关状态的变位正确。

（17）断路器检修时，必须断开控制及储能电源，并释放操作机构的能量。

（18）断路器分闸后运行人员应定期到现场抄录断路器计数器的数据并做好记录，以便及时掌握断路器分闸次数。

（19）断路器运行中，由于某种原因造成 SF_6 断路器气体压力异常，发出闭锁操作信号，应立即断开故障断路器的控制电源。如断路器液压机构压力突然到零，应立即拉开储能及断路器的控制电源，并及时汇报处理。

（20）液压、空压操动机构，如因压力异常导致断路器分、合闸闭锁时，不准擅自解除闭锁进行操作。

（21）真空断路器如发现灭弧室内有异常，应立即汇报，禁止操作，立即向设备保全部

领导汇报并停用开关跳闸压板。

（22）开关机构的加热器应定期进行巡视检查，保证其性能良好，按厂家要求投退。当厂家没有要求时加热器在环境温度低于5℃时投入，高于15℃时退出。对于使用温湿度控制器自动投切的加热器应将温度值整定在15℃。

10.2.5 断路器的异常处理

（1）断路器运行中发生下列异常现象时，应及时汇报设备保全部领导及公司生产调度，然后使断路器退出运行。

1）瓷套有严重的破损和放电现象。

2）SF_6断路器严重漏气，（表压在闭锁压力之下）真空断路器瓷套或玻璃泡破损、裂缝（此时禁止带负荷操作）。

3）支持或拉杆瓷绝缘子断裂或断路器分闸时，由于绝缘拉杆或水平连杆断裂，造成开关一相或二相未断开，套管有裂纹或连续发生放电闪络。

4）断路器内部有放电爆裂声或其他不正常声音。

5）液压机构、空压机构压力低导致总闭锁或“弹簧未储能”动作且无法恢复时。

6）断路器引线严重发热。

7）其他严重缺陷。

（2）运行中的断路器遇有下述情况时，应汇报设备保全部领导。

1）断路器允许跳闸次数裕度仅有一次时。

2）故障跳闸后进行强送或试送时。

（3）断路器SF_6压力低而报警时，断路器仍可运行，应立即汇报设备保全部领导，安排断路器SF_6气体补气，必要时可请厂家或电力公司协助指导。当发出SF_6压力低闭锁信号时，闭锁断路器分、合闸，应将该断路器隔离后处理。

（4）断路器故障跳闸后，应立即进行外部检查，并填写断路器跳闸记录。跳闸记录中应包括故障电流、跳闸相别、原因等内容。

（5）液压机构断路器油泵的起动次数，一般油泵起动在24h内不应超过2次，油泵起动频繁或补压时间过长，应到现场检查油箱油位和低压进油管内是否有空气，油泵两侧用手摸是否发热，电动机是否断相运行，应做好记录并及时汇报。

（6）当断路器发生合闸闭锁时，经现场检查确认后，立即汇报设备保全部领导。如断路器在分闸位置，将断路器改为检修状态后处理。如断路器在合闸位置，应按以下原则将故障断路器进行隔离。

1）液压（空压）机构，应检查是油泵（气泵）电动机不起动还是液压（空压）系统泄漏引起。

① 如果是电动机不起动，则应检查其交流电源是否正常，电源开关是否跳开，接触器是否动作，电动机有无异常等，并设法恢复打压；若无法恢复，则应汇报设备保全部领导，停用断路器后处理。

② 如为液压系统泄漏或油泵故障不能建压，则应断开油泵电动机电源，汇报设备保全部领导，停用断路器后处理。

③ 如为空气压缩机系统泄漏，应采用止漏办法或隔断措施（关闭有关气阀）。

④ 双母线接线方式，若有旁路断路器，可采用旁路代供的方式将其隔离；若无旁路断路器，将故障断路器拉停隔离。

2）弹簧机构，断路器由于合闸弹簧未储能造成的合闸闭锁，应对储能电动机电源、储能电动机、储能弹簧行程开关进行检查，设法恢复。如因电动机损坏或交流电源失去不能电动储能时，必要时可进行手动储能。

（7）当断路器发生分闸闭锁时，经现场检查确认后，立即汇报设备保全部领导。如断路器在分闸位置，将断路器改为检修后处理。如断路器在合闸位置，应按以下原则将故障断路器进行隔离。

1）对于双母线接线方式，此时断路器可以改为非自动，但应注意不得停用保护直流电源，防止系统故障时失灵保护拒动。

2）对于线路/主变压器断路器故障，若有旁路断路器，可采用旁路代供的方式，在旁路断路器与故障断路器并联后，解锁拉开故障断路器两侧刀闸将其隔离，操作前旁路断路器应改为非自动；若无旁路断路器，将故障断路器所在母线上的其余元件热倒至另一段母线后，拉开母联断路器将其隔离。

3）双母线母联断路器故障，优先采取合上出线（或旁路）断路器两把母线刀闸的方式隔离，同时应先将母差改单母方式；否则采用倒母线方式隔离。

（8）断路器操作过程中三相位置不一致时的处理。

1）断路器合闸操作时，若只合上两相，应立即再合一次，如另一相仍未合上，应立即拉开该断路器，汇报调度及相关部门，终止操作。若只合上一相时，应立即拉开，不允许再合，汇报调度及相关部门，终止操作。

2）断路器分闸操作时，若只分开两相时，不准将断开的二相再合上，而应迅速再分一次，如另一相仍未分开，汇报调度及相关部门，根据调度命令做进一步处理。如只分开一相，应迅速恢复全相运行，事后汇报调度及上级部门。

（9）当断路器发生非全相而且分合闸闭锁时，应立即汇报设备保全部领导，降低通过非全相运行断路器的潮流，按以下原则进行处理。

1）对于线路断路器，应拉开线路对侧断路器，使线路处于空载状态，采取旁路代、热倒母线后拉母联开关等方式将该非全相断路器隔离。

2）对于主变断路器，应拉开其他各侧开关，使主变处于充电状态，之后采取旁路代、热倒母线后拉母联开关等方式将该非全相断路器隔离。

3）对于双母线母联断路器，应采用一条母线调度停电的方式隔离该断路器。

（10）断路器合闸失灵（拒合）的处理。

1）原因分析。

① 远方操作条件是否满足。

② 有无保护动作信号，出口自保持继电器是否复归。

③ 操作电源是否正常，合闸熔断器、控制熔断器是否熔断或接触不良。

④ 直流接触器接点接触不良或控制开关接点及开关辅助接点接触不良。

⑤ 控制回路有无明显异常，合闸线圈是否有断线、冒烟或烧焦。

⑥ 机构（液压、空压、弹簧）或 SF_6 气体压力是否正常，是否有合闸闭锁动作。

⑦ 直流电压过低。

2）处理方案。

① 对远方操作条件进行检查，如远、近控切换开关、遥控操作压板等切换是否正确。

② 对控制回路、合闸回路及直流电源等进行检查处理。

③ 若直流母线电压过低，可调节直流母线电压使之达规定值。

④ 检查 SF_6 气体压力、液压压力、空压压力是否正常；弹簧机构是否储能。

⑤ 经检查无异常或故障排除后，可再合一次，如仍合不上立即汇报调度及上级部门处理。

（11）断路器分闸失灵的处理。

1）原因分析。

① 远方操作条件是否满足。

② 跳闸回路断线，控制开关接点和开关辅助接触不良。

③ 操作电源是否正常，操作熔断器是否接触不良或熔断。

④ 控制回路有无明显异常，分闸线圈是否短路或断线。

⑤ 机构（液压、空压、弹簧）或 SF_6 气体压力是否正常。

⑥ 直流电压过低。

2）处理方案。

① 对远方操作条件进行检查，如远、近控切换开关、遥控操作压板等切换是否正确。

② 对控制回路、分闸回路进行检查处理。当发现断路器的跳闸回路有断线的信号或操作回路的操作电源消失时，应立即查明原因进行处理。

③ 对直流电源进行检查处理，若直流母线电压过低，可调节直流母线电压使之达规定值。

④ 检查 SF_6 气体压力、液压压力、空压压力是否正常；弹簧机构是否储能。

⑤ 经检查无异常或故障排除后，可再分一次，如仍分不开立即汇报调度及上级部门，隔离故障开关进行处理。

（12）断路器误合闸的处理。

1）断路器误合闸现象。

若断路器未经操作自动合闸，则属“误合”。

2）断路器误合闸原因。

① 可能直流回路两点接地使合闸控制回路接通。

② 重合闸继电器内某元件故障，如内部时间继电器常开触点误闭合，使开关合闸控制回路接通。

③ 由于合闸接触器线圈电阻过小，且动作电压偏低，直流系统发生瞬间脉冲时，引起断路器的误合闸。

④ 弹簧操作机构，储能弹簧锁扣不可靠，在有振动的情况下（如断路器跳闸时）锁扣自动解除造成断路器自动合闸。

3）断路器误合闸的处理。

① 拉开误合的断路器。

②“误合”的断路器如果拉开后断路器又再“误合”，则应取下断路器控制熔丝。

③ 查找误合闸原因，并尽力消除。

④ 汇报设备保全部领导安排处理。

（13）断路器误跳闸的处理。

1）断路器误跳闸现象。

断路器保护未动作，表计正常，跳闸时无系统接地短路现象，断路器遥信变位（分位），该断路器电流指示和有功、无功指示为零。

2）断路器误跳闸的原因。

① 首先检查分析是否人员误操作、误碰、误动造成。

② 断路器操作机构调整不当，跳闸脱扣处未挂牢，或保护盘受外力振动自动脱扣。

③ 二次回路绝缘不良，直流系统两点接地而跳闸。

④ 保护误动，可能定值不正确，错接线，流变压变回路故障。保护装置设计上存在缺陷，区外故障时，造成误动。

3）断路器误跳闸的处理。

① 查明误跳闸原因，并尽可能消除。

② 汇报设备保全部领导安排人员处理。

（14）断路器运行中发生拒绝跳闸的处理。

1）运行中断路器拒跳的现象，根据保护动作发信、遥信指示、遥测指示值变化等事故现象，判别属断路器“拒跳”事故，其主要现象有：

① 遥测数据（或表计）指示明显变化，电流指示值剧增，电压指示值大为降低。功率指示值变化。

② 保护动作，发信，显示某种保护动作，而相应断路器仍在合闸位置。

③ 主变压器发出大负荷沉重“嗡嗡”异常响声，表示故障断路器仍处在合闸位置（即“拒跳”）。

④ 总断路器跳闸后情况正常，或没有任何断路器跳闸，上述异常存在。

2）运行中断路器拒跳的原因。

① 直流电源故障，可能是直流电源消失或直流容量不足，电压过低，断路器分闸动作电压不合格（偏高）。

② 继电保护故障，跳闸出口继电器有故障。

③ 控制回路故障，可能是熔丝熔断或接触不良，控制开关或断路器辅助接点或保护压板接触不良，跳闸线圈断线或烧毁，液压机构压力异常至闭锁压力值，二次回路断线等。

④ 二次回路绝缘不良，直流系统两点接地而拒跳。

⑤ 操作机构失灵，跳闸铁心卡住或液压机构分闸系统有故障。

3）运行中断路器拒跳的处理。

① 立即手动拉开故障断路器，合上越级跳闸的断路器。

② 汇报设备保全部领导处理或改用旁路等。

③ 根据故障原因，设法查明拒跳断路器拒跳故障点，并尽可能消除。

（15）液压机构压力异常升高的处理。

1）液压机构压力异常升高的原因。

① 储压筒活塞杆已到停泵的微动开关位置时，由于微动开关接点打不开或接触器接点烧牢或回路上有问题，使油泵电动机控制失灵。

② 压力表失灵。

③ 加热器投入后不能自动切除致使机构箱温度过高。

④ 液压油漏到储压缸活塞的氮气侧，使预压力渐渐升高。

2）液压机构压力异常升高的处理。

① 立即切除油泵电动机电源，检查停泵、起泵微动开关接点，交流接触器电接点、压力表有无卡死及损伤情况。

② 如机构箱温度高，加热器在运行中，应切除加热器。

③ 汇报设备保全部领导处理。

④ 如断路器不能停电而必须处于运行状态下检修时，应由有经验的检修人员进行，且必须采取有效措施，防止运行断路器跳闸和其修复后重新打压时造成慢分。

（16）液压机构压力异常降低的处理。

1）液压机构压力异常降低的原因。

① 温度异常降低，而机构加热器未投。

② 油泵起动微动开关触点可能接触不良，使油泵电动机不能起动打压，电动机电源交流回路故障，油泵电动机故障。

③ 液压系统高压有多处漏油。

④ 焊接不良，充气阀漏气，使氮气减少，预压力降低（此时活塞杆虽在高位，压力表指示值降低）。

⑤ 机构内部，阀系统或其他部位故障。

⑥ 压力表失灵。

2）液压机构压力异常降低的处理。

① 检查故障原因并尽力消除。

② 如油泵能起动，但压力不上升，并报警油泵超时运行，应找出漏油处；或油泵故障，内部有否残余气体；过滤器是否因脏物堵塞，此时油泵运行后会发热。

③ 如系其他原因或其他处理不掉的故障，立即汇报调度，停电处理（含改旁路运行），并汇报设备保全部领导处理；活塞杆虽在分闸闭锁微动开关以上，但压力已在分闸闭锁之下，该开关就不能操作，当作失压闭锁处理。

④ 当失压闭锁后，严禁人为起泵打压，否则会造成断路器带电慢分发生爆炸。

3）运行中液压机构油泵起动频繁，超过规定次数时，应检查寻找漏油的地方，并汇报设备保全部领导处理。

4）运行中液压降至零位时，应立即断开油泵电动机电源，并拉开开关控制电源，严禁人工打压，严禁进行操作，汇报设备保全部领导安排处理。

5）“断路器机构电动机或加热器回路电源故障”报警，应立即到现场检查是电动机故障还是加热器故障。如为加热回路电源自动跳开，应进行初步检查，如未发现明显故障，可以试送一次，试送不成应汇报设备保全部领导。如为油泵电动机电源跳开，应进行初步检查，如未发现明显故障，可以试送一次，试送不成应立即汇报设备保全部领导安排处理，并加强对液压的监视。

（17）弹簧机构运行中异常处理。

1）在断路器合闸后瞬间，“弹簧未储能”瞬时发信，过后正常。若信号不熄或熄后又

发，则应迅速拉开交流合闸电源，汇报设备保全部领导，然后查明原因。如电动机电源是否接通，熔丝是否正常，断路器是否跳开，辅助继电器是否动作，电动机是否烧损，辅助继电器触点、线圈、端子是否松动，限位开关的触点、端子是否松动等，应设法消除，再予以储能。若无法消除和储能，又要求立即送电时，或当储能电动机损坏，此时可进行手动储能。但合闸后，还应再一次手动储能，供投入重合闸需要。

2）手动储能前，应拉开储能电源刀闸或熔丝，储能完毕，应将储能手柄取下，汇报相关部门，检查处理。

3）断路器在合闸过程中如出现“拒合”（弹簧未释放等）时，应立即拉开控制电源，防止合闸线圈长期通电而烧坏。

4）当弹簧机构出现储能终了，合闸锁扣滑扣而空合时，将使弹簧再一次储能，甚至连续储能现象，则应立即拉开电动机电源刀闸，检查原因进行处理。

（18）空压机构压力异常降低的处理。

1）空压机构压力异常降低的原因。

① 气泵起动微动开关触点可能接触不良，使气泵电动机不能起动打压，电动机电源交流回路故障，气泵电动机故障。

② 气压系统漏气。

③ 压力表失灵。

2）空压机构压力异常降低的处理。

① 检查空压泵电源是否正常、空压泵控制屏上有无异常信号，发现异常应尽力消除，如无法消除时，应汇报调度及相关部门，要求尽快处理。

② 如有漏气，应采用止漏办法或隔断措施（关闭有关气阀）。

③ 如压力继续下降至一定程度时开关将闭锁，同时“空压降低合闸闭锁”光字牌将示警，此时应将开关改为非自动，汇报调度，听候处理。

（19）SF_6断路器本体漏气的处理。

1）SF_6漏气的主要原因。

① 瓷套与法兰胶合处胶合不良。

② 瓷套用胶垫连接处，胶垫老化或位置没放正。

③ 滑动密封处，密封圈损伤，或滑动杆光洁度不够。

④ 管接头处或自封阀处，固定不紧或有脏物。

⑤ 压力表，特别是接头处密封垫被损伤。

2）SF_6断路器本体漏气的处理。

① 断路器 SF_6表压接近报警压力时，经检查 SF_6 温度—压力曲线后且该压力低于温度—压力曲线所对应值，压力偏小时，则表示断路器可能有漏点，需进行补气。

②“SF_6低气压报警”信号示警：断路器 SF_6表压小于报警压力时，则发出该信号，可在保证安全的情况下（如开启排风扇等）将合格的 SF_6 气体以补气处理。但必须加强监视，在适当的时候，安排进行检查处理。

③“SF_6气压降低，分合闸闭锁”信号示警：断路器 SF_6表压小于闭锁压力时，则发出闭锁信号并闭锁断路器控制回路，此时应将该开关改为非自动后，尽量选择“上风”到现场进行检查 SF_6漏气情况，并立即汇报设备保全部领导。注意人不应蹲下，须开启排气风扇。

若 SF_6 检漏仪报警时，在 15min 内，不准进入开关室，如工作人员进入时，必须戴防毒面具，防护手套和穿防护服。

（20）真空断路器及其真空度下降的异常处理。

1）真空断路器真空度降低的主要原因有：

① 使用材料、气密情况不良。

② 金属波纹管密封质量不良。

③ 在调试过程中，行程超过波纹的范围，或超程过大，受冲击力太大造成。

2）真空断路器的灭弧室其真空度必须保证在 10^{-4}Torr[⊖]以上，才能可靠地运行。如低于此真空度，则不能灭弧。一般以工频耐压试验合格为标准。

3）真空断路器正常时屏蔽罩的颜色应无异常变化，特别要注意断路器分闸时的弧光颜色。正常情况下弧光呈微蓝色，若真空度降低后变为橙红色，应及时汇报调度申请停用检查，更换真空灭弧室。

10.3 高压隔离开关

10.3.1 高压隔离开关的巡视检查

10.3.1.1 概述

高压隔离开关的主要作用是隔离电源，即在线路中形成有明显的断开点。但由于没有专用的灭弧装置，因此不得用以切合负荷电流和故障电流，但允许进行小电流回路的切合操作。

10.3.1.2 正常巡视检查项目

1. 本体

（1）瓷质部分清洁，无裂纹、放电痕迹及其他异常现象。

（2）高压隔离开关动静触头接触良好（拐臂分合闸到位），无发热烧损现象。

（3）无弯曲变形、松动、锈蚀，可见定位固定螺钉、开口销无脱落。

（4）接地高压隔离开关与主刀机械闭锁良好。

2. 引导线

（1）引线线夹压接牢固、接触良好，无发热现象。

（2）引线无断股、散股、烧伤痕迹。

（3）引下线驰度适中，摆动正常。

（4）无挂落异物。

3. 机构箱

（1）“遥控/近控”等切换开关应投向正确位置。

（2）二次柜内无异物，二次接线无松动、脱落现象。

（3）各电源开关、熔丝及温控除湿装置投入正确。

（4）箱内清洁，密封良好，干燥，无变形锈蚀、接地良好。

⊖ 1Torr = 133.322Pa。

（5）防误装置锁具完好、无锈蚀。

（6）带电显示装置完好且显示正常。

（7）孔洞封堵严密。

（8）柜内照明良好。

4. 其他

（1）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏，相色标示清晰、无脱落。

（2）基础无倾斜、下沉。

（3）架构完好无锈蚀、接地良好。

10.3.1.3 特殊巡视检查项目

1. 遇有下列情况，应对设备进行特殊巡视

（1）负荷有显著增加。

（2）隔离开关经过检修、改造或长期停用后重新投入系统运行。

（3）隔离开关存在严重缺陷时或缺陷近期有发展。

（4）高温季节、恶劣天气、事故跳闸和设备运行中发现可疑现象。

2. 高压隔离开关特殊巡视项目

（1）大风天气：引线摆动情况及有无搭挂杂物。

（2）雷雨天气：瓷套管有无放电闪络现象。

（3）大雾天气：瓷套管有无放电、打火现象，重点监视污秽瓷质部分。

（4）大雪天气：根据积雪融化情况，检查接头发热部位，及时处理悬冰。

（5）高峰负荷期间：增加巡视次数，监视设备温度，触头、引线接头，特别是限流元件接头有无过热现象，设备有无异常声音。

（6）短路故障跳闸后：检查隔离开关的位置是否正确，各附件有无变形，触头、引线接头有无过热、松动现象，隔离开关内部有无异常声音等。

（7）隔离开关重合后：检查隔离开关位置是否正确，动作是否到位，有无不正常的音响和气味。

（8）严重污秽地区：瓷质绝缘的积污程度，有无放电、爬电、电晕等异常现象。

3. 重点测温

根据运行方式的变化，在下列情况下应对高压隔离开关进行重点测温，测温范围主要是运行隔离开关的导流部位。

（1）长期重负荷运行的高压隔离开关。

（2）负荷有明显增加的高压隔离开关。

（3）存在异常的高压隔离开关。

（4）新投运或检修后的隔离开关。

（5）其他情况有必要时进行测温。

10.3.2 高压隔离开关检修后的验收项目

10.3.2.1 验收

（1）检修试验项目齐全，试验数据符合要求。

（2）防误操作装置齐全、良好。

10.3.2.2 外观检查

（1）现场清洁，设备上无临时短路接线及其他遗留物。

（2）瓷绝缘子清洁、无破损裂纹，金属件无锈蚀或机械损伤。

（3）高压隔离开关及其操作机构、引线固定牢固，桩头线夹应有排水孔。

（4）相色标志明显、正确。

（5）机构箱、端子箱封堵良好，二次接线排列整齐，接头应紧固、无松动，编号清楚。

10.3.2.3 试操作检查

（1）远控、就地电动、手动操作高压隔离开关试验良好。机构动作应灵活、平稳、无卡阻等异常情况，三相同期性能符合要求。

（2）辅助触点切换正确、可靠，核对高压隔离开关的分合闸位置指示与实际一致。

（3）具有灭弧触头的高压隔离开关，由分到合时，主动触头接触前灭弧触头应先接触，由合到分时，触头的断开顺序应相反。

（4）合闸时动静触头间接触紧密，接触面应清洁、平整。

10.3.3 高压隔离开关的运行与操作

10.3.3.1 高压隔离开关的运行与操作的一般规定

1. 总则

（1）分/合高压隔离开关前必须检查相应的断路器确在“分闸”位置，严禁带负荷分/合高压隔离开关。

（2）高压隔离开关合闸前，应检查回路中接地开关均已拉开，地线全部拆除，严禁带地线合闸。

（3）合接地高压隔离开关前，应检查相应高压隔离开关已拉开，并验明无电后进行。

（4）高压隔离开关操作后，应检查其辅助触点的切换正确，母差、线路保护、监控系统等有关信号指示正确。

2. 高压隔离开关的操作顺序

（1）停电操作，在断路器拉开后，应先拉非电源侧高压隔离开关，后拉电源侧高压隔离开关。送电时反之。

（2）主变压器停投时，先拉主变压器侧高压隔离开关，后拉母线侧高压隔离开关。送电时反之。

3. 允许直接用高压隔离开关进行下列操作

（1）分/合 220kV 及以下空载母线的充电电流。

（2）分/合消弧线圈（在无系统接地故障时）。

（3）分/合电压互感器（在无系统故障时）。

（4）分/合站用变压器（在无系统故障时）。

（5）分/合避雷器（无雷击情况）。

（6）分/合主变压器中性点直接接地高压隔离开关。

（7）分/合励磁电流不超过 2A 的空载变压器。

（8）分/合电容电流不超过 5A 的空载线路。

（9）分/合并列回路的等电位操作（另一并列回路有断路器的必须将断路器改为非自动）。

4. 严禁用高压隔离开关进行下列操作

（1）带负荷分、合闸操作。

（2）系统有接地故障时分/合消弧线圈。

（3）系统有接地或电压互感器内部有故障时，分/合电压互感器。

（4）系统故障时分/合站用变压器。

（5）雷电时分/合避雷器。

（6）10.3.3.1 节（4）款其他项条件不满足时的操作。

10.3.3.2 高压隔离开关的运行及操作注意事项

（1）操作高压隔离开关时，正常情况下要求至少有 3 人在场，一人在控制室后台机上对隔离开关进行遥控操作，一人监护，另外一人在现场检查断路器、隔离开关位置情况。

（2）若操作时，变电站内有两个操作人员，宜在控制室后台机上对隔离开关进行遥控操作，一人操作，一人监护。也可在端子箱内就地近控操作隔离开关方式，可以减少往返路程。

（3）对于工业用户变电站，由于其他车间或单位电气人员都在一个厂区内，距变电站不远。因此，一般不允许一人操作高压隔离开关。同时，应首先选择在后台机上进行操作。

（4）电动隔离开关操作电源在隔离开关操作前合上，操作后拉开，该操作电源操作步骤可以不写入操作票。

（5）隔离开关机构箱的加热电源一般情况下，在环境温度低于 5℃时投入，高于 15℃时退出。对于使用温湿度控制器自动投切的加热器应将温度整定值设在 15℃。

（6）高压隔离开关操作中的注意事项

1）高压隔离开关进行操作后，有条件的应尽可能检查到设备触头的分、合情况。

2）当发生带负荷拉高压隔离开关时，已拉开后不得再合上。

3）当发生带负荷合高压隔离开关时，已合上后不得再拉开。

（7）当高压隔离开关可以直接操作的设备发生下列情况时：

1）设备如长期停用，未经试验不得用高压隔离开关进行分/合操作。

2）设备如发生异常或故障，不得近控操作高压隔离开关。

（8）电动操作机构的隔离开关，应装设完善的电气闭锁回路。当变电站只安装有常规防误装置，没有安装电气闭锁或电气闭锁有故障时，若采用远方操作方式，其操作必须具备完善有效的逻辑闭锁程序进行闭锁，否则应采用就地操作方式，并在操作完毕后将其操作机构电动机电源断开。

（9）对具有电动操作机构的高压隔离开关，在电气闭锁等条件满足时应首先选择在后台机上进行操作。

（10）操作带有闭锁机构的隔离开关时，应按闭锁装置的使用规定进行，不得随便动用解锁钥匙或破坏闭锁装置。

10.3.4 高压隔离开关的异常处理

10.3.4.1 隔离开关过热，示温片融化时的处理

（1）用红外线测温仪测量接头实际温度。

（2）若隔离开关接头过热，检查外表，导电部分若接触不良，刀口或接头变色，则可用相应电压等级的绝缘棒推足，改善接触情况。但用力不能过猛，以防滑脱反而使事故扩

大。事后应加强监视，观察过热情况。如刀闸已全部烧红，禁止使用该办法。

（3）若隔离开关发热，应汇报设备保全部领导，加强监视。

10.3.4.2　隔离开关瓷件外损或严重闪络现象的处理

（1）立即报告设备保全部领导，尽快处理，在停电处理前应加强监视。

（2）如瓷件有更大的破损或放电，应采用上一级开关断开电源。

（3）禁止用本身隔离开关断开负荷和接地点。

10.3.4.3　隔离开关拒分、拒合的处理

（1）出现这种情况时，应分析原因，禁止盲目强行操作，不同的故障原因采取不同的方法处理

（2）当防误装置失灵，当值值班员应检查操作程序是否正确，若正确应立即汇报设备保全部领导，待其判断确系防误装置失灵，方可申请解锁操作。

（3）当操动机构（电动、气动、液压）故障时，应尽量处理恢复后进行操作，对不能处理或机构电机故障，应在断开操作电源后方可进行手动操作。

（4）当传动机构故障不能操作时，应立即停止操作，汇报领导，要求将其停电处理。

（5）当严重冰冻或锈蚀影响操作时，不能用很大冲击力而应用较小的推动力小幅来回克服不正常阻力。

（6）当动静触头抵触不能完成操作时，不应强行操作，否则可能造成支持瓷绝缘子破坏造成事故，因此应立即汇报处理。

（7）隔离开关在操作过程中发生分合不到位的情况，当值值班员应首先检查电动回路，若电动回路异常且无法处理，可手动分合到位。若电动回路正常，可能是刀闸机械传动部分故障，汇报设备保全部领导处理。

（8）请注意，有些厂家（如西门子）说明书要求刀闸操作中不能改变刀闸的运行方向。值班员处理该类型刀闸合分不到位的现象时，例如刀闸电动合闸时不到位，值班员在紧急处理过程中，应操作刀闸到合位，不能反向操作分闸，防止造成机械传动配合错位，损坏部件。

10.4　互感器

10.4.1　概述

（1）互感器包括电流互感器和电压互感器，有时也分别简称流变、压变。

（2）电流互感器的分类：按内绝缘介质分为充油和充 SF_6 气体及干式；按外绝缘型式分为瓷质和硅橡胶。瓷质表面稳定性能较好，硅橡胶外套的抗污闪和抗振性能较好。

（3）电压互感器的分类：按结构型式分为电磁式电压互感器、电容式电压互感器；按绝缘型式分为油浸式和干式。

10.4.2　互感器的巡视检查

10.4.2.1　油浸式电流互感器

1. 本体

（1）油色、油位正常，油位指示玻璃管清晰无碎裂。

（2）瓷质部分清洁，无裂纹、放电痕迹及其他异常现象。

（3）内部无异声及放电声。

（4）无渗漏油。

（5）金属膨胀器指示正常，无异常。

2. 导引线

（1）引线线夹压接牢固、接触良好，无发热现象。

（2）引线无断股、散股、烧伤痕迹。

（3）引下线驰度适中，摆动正常。

（4）无挂落异物。

3. 二次端子

（1）二次电缆固定牢固、无老化，二次接线盒无油迹。

（2）末屏接地良好，无渗油。

4. 其他

（1）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏，相色标示清晰、无脱落。

（2）基础无倾斜、下沉。

（3）架构完好无锈蚀、接地良好。

10.4.2.2 SF_6电流互感器

1. 本体

（1）瓷绝缘表面清洁，无裂纹、放电痕迹及其他异常现象，硅橡胶绝缘表面正常应呈灰色，无龟裂、无放电烧蚀。

（2）内部无异声、放电声及无焦臭味。

（3）SF_6压力显示正常范围。

（4）表面清洁，无裂缝、无放电烧蚀。

（5）流变本体及各桩头无发热。

2. 导引线

（1）引线线夹压接牢固、接触良好，无发热现象。

（2）引线无断股、散股、烧伤痕迹。

（3）引下线驰度适中，摆动正常。

（4）无挂落异物。

3. 二次端子

（1）二次电缆固定牢固、无老化。

（2）末屏接地良好。

4. 其他

（1）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏，相色标示清晰、无脱落。

（2）基础无倾斜、下沉。

（3）架构完好无锈蚀、接地良好。

10.4.2.3 干式电流互感器

1. 本体

（1）内部无异声、放电声及无焦臭味。

（2）表面清洁，无裂缝、无放电烧蚀。

（3）流变本体及各桩头无发热，示温片无熔化、脱落。

2. 导引线

（1）引线线夹压接牢固、接触良好，无发热现象。

（2）引线无断股、散股、烧伤痕迹。

（3）引下线驰度适中，摆动正常。

（4）无挂落异物。

3. 二次端子

（1）二次电缆固定牢固、无老化。

（2）末屏接地良好。

4. 其他

（1）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏，相色标示清晰、无脱落。

（2）基础无倾斜、下沉。

（3）架构完好无锈蚀、接地良好。

10.4.2.4　油浸式电压互感器（电磁型和电容型）

1. 本体

（1）油色、油位正常，油位指示玻璃管清晰无碎裂。

（2）瓷质部分清洁，无裂纹、放电痕迹及其他异常现象。

（3）内部无异声及放电声。

（4）无渗漏油。

（5）放油阀关闭严密，无渗漏油。

（4）金属膨胀器指示正常，无异常；电容型电压互感器中间油箱油位指示正常。

2. 导引线

（1）引线线夹压接牢固、接触良好，无发热现象。

（2）引线无断股、散股、烧伤痕迹。

（3）引下线驰度适中，摆动正常。

（4）无挂落异物。

3. 端子箱

（1）各电源开关、熔丝及温控除湿装置投入正确。

（2）密封良好，干燥，无变形锈蚀、接地良好。

（3）内部清洁，无异常气味。

（4）箱内照明良好。

（5）二次线无松脱及发热现象。

（6）孔洞封堵严密。

4. 其他

（1）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏，相色标示清晰、无脱落。

（2）基础无倾斜、下沉。

（3）架构完好无锈蚀、接地良好。

10.4.2.5 干式电压互感器

1. 本体

（1）内部无异声、放电声及无焦臭味。

（2）表面清洁，无裂缝、无放电烧蚀。

（3）消谐器良好，无裂纹及放电痕迹。

2. 导引线

（1）引线线夹压接牢固、接触良好，无发热现象。

（2）引线无断股、散股、烧伤痕迹。

（3）引下线驰度适中，摆动正常。

（4）无挂落异物。

3. 端子箱

（1）各电源开关、熔丝及温控除湿装置投入正确。

（2）密封良好，干燥，无变形锈蚀、接地良好。

（3）内部清洁，无异常气味。

（4）箱内照明良好。

（5）二次线无松脱及发热现象。

（6）孔洞封堵严密。

4. 其他

（1）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏，相色标示清晰、无脱落。

（2）基础无倾斜、下沉。

（3）架构完好无锈蚀、接地良好。

（4）刀闸操作手柄锁定完好。

（5）防误装置锁具完好、无锈蚀。

（6）柜外壳温度正常，用手测试无明显过温现象，柜内无异常声响。

（7）柜门密封良好，无变形锈蚀、接地良好。

（8）观察窗齐全、无缺损。

（9）孔洞封堵严密。

（10）柜内照明良好。

10.4.3 互感器检修后的验收项目

（1）检修试验项目齐全，试验数据符合要求。

（2）现场清洁，设备上无临时短路接线及其他遗留物。

（3）瓷绝缘子清洁、无破损裂纹，引线固定牢固，金属件无锈蚀或机械损伤，外壳接地引线焊接牢固。

（4）硅橡胶绝缘 SF_6流变的硅橡胶表面应呈灰色，无龟裂、无放电烧蚀。

（5）SF_6流变压力正常。

（6）油浸式流变、压变的油位、油色正常，无渗漏，油位计的玻璃应完整清洁。

（7）金属膨胀器应完整无损，顶盖螺钉紧固。

（8）带有保护间隙时，间隙距离应符合规定。

（9）具有吸湿器剂的互感器，其吸湿剂应干燥，油封油位应正常。

（10）互感器的呼吸孔（呼吸孔的塞子带有垫片时，应将垫片取下）应畅通。

（11）电容式电压互感器二次侧接地小闸位置正确。

（12）相色标志明显、正确。

（13）端子箱密封良好，二次侧接线排列整齐，接头应紧固、无松动，编号清楚。

10.4.4 互感器的操作要求（投退、检修）及操作注意事项

1. 流变的运行及操作

运行中流变二次侧不得开路，并必须有一点接地。

2. 压变的运行及操作

（1）运行中压变二次侧不得短路，并必须有一点接地。

（2）压变的停电操作，应包括高压侧刀闸（刀闸手车）、二次侧开关，压变启用一般应先操作高压侧，后操作低压侧；停用时操作顺序相反。

（3）同一电压等级的两组压变，正常运行时，两组压变的次级应分列运行，仅当另一组压变检修停用时，并且其高压侧确已并列（母联开关合上），才可将二次侧并列小开关合上，然后隔离另一组压变。

（4）双母线方式下热倒母线时，在母联开关在运行状态并将母联开关改非自动后，为防止电压切换中间继电器承受过大的压变不平衡负荷，把压变二次侧并列开关投入，待倒母线结束，将母联开关改为自动之前，再分开该并列开关。

（5）双母线中停用一组母线，在倒母线后，应先拉开空出母线上压变二次侧开关，再拉开母联开关。

（6）下列操作可能引起继电保护及自动装置拒动或误动。应充分注意，并采取相应的措施。

1）停用压变或取下压变二次侧熔丝（或小开关）或在压变的二次回路上进行工作。

2）短接运行中流变的二次侧。

3）投入或退出保护的电流回路。

10.4.5 互感器的运行注意事项

（1）新投运压变或压变二次侧接线改动后，应进行核相。

（2）新投运流变或流变二次侧接线改动后，应做带负荷试验。

（3）停用运行中的压变和流变，应注意对相应继电保护的影响。

（4）线路电容式电压互感器（CVT）接有载波设备时，其次级的接地闸应在分开位置，如工作需要合上时，应征得调度许可，停用相关高频保护后方可合上。未接载波设备的CVT，正常运行时次级接地闸应合上。

（5）为防止中性点不直接接地系统中发生谐振过电压，一般不应采取用变压器对带有电磁式压变的空母线充电方式。

（6）电流互感器原则上不宜过负荷运行。应按设备的具体型式，并按制造厂规定执行，在现场运行规程中明确。即使过负荷，一般不得超过额定电流的10%。

（7）电压互感器的运行电压不得超过其额定电压的110%（宜不超过105%）。

10.4.6 互感器事故及异常的处理

（1）互感器本身故障或回路故障，有可能使保护或自动装置误动，因而在进行故障处理时，应采取防止保护及自动装置误动的措施。

（2）互感器有下列情况之一者，应立即停用，并迅速汇报：

1）内部发出异声，并伴有冒烟及焦臭味。

2）严重漏油，瓷质护套损坏现象。

3）喷油燃烧。

4）金属膨胀器的指示明显超过环境温度的规定值。

5）压变高压熔丝连续熔断。

6）SF_6流变硅橡胶表面有严重龟裂、放电烧蚀。

7）SF_6流变严重漏气。

8）压变二次电压严重异常。

9）电容式电压互感器及倒置式电流互感器渗漏油。

（3）运行中压变发生异常可能发展成故障时，处理原则如下。

1）不得用近控方法拉开压变一次刀闸。

2）不得将压变二次侧与正常运行压变二次侧并列。

3）不得将该压变所在母线的母差保护停用或改为单母方式。

4）可远控操作压变一次刀闸将压变停用，如无法用一次刀闸进行隔离，可用断路器切断所在母线的电源，再将压变隔离。

（4）母线压变初级熔丝熔断。

1）现象。

① 熔断相电压明显下跌，三相线电压彼此不相等，三相接地指示灯亮度不一致。

② 有关有功、无功数值降低，电能表走得慢。

③ 电压回路断线，信号动作。

④ 接地信号动作。

2）处理。

① 汇报设备保全部领导。

② 在设备保全部领导许可下，停用有关保护及自动装置。

③ 停用压变后，详细检查外部有无故障，并更换高压熔丝，若送电时，又引起高压熔丝熔断，应将该压变停用，并汇报设备保全部领导，等待处理。

（5）母线压变二次侧熔丝熔断。

1）现象。

① 熔断相电压明显下跌，三相线电压彼此不相等，三相接地指示灯亮度不一致。

② 有关有功、无功数值降低，电能表走得慢。

③ 电压回路断线，信号动作。

2）处理。

① 汇报设备保全部领导。

② 试送二次侧熔丝，若不成功，应在设备保全部领导许可下停用有关保护及自动装置，

并汇报领导，听候处理。不准以压变二次侧并列小开关将二次回路并列。

（6）110kV 及以上母线压变二次侧开关脱扣。

1）现象。

① 母线电压、有功、无功数值跌至零，电能表停转。

② 电压回路断线信号动作。

③ 线路距离保护直流消失信号动作，微机保护呼唤信号告警。

2）处理。

① 汇报设备保全部领导。

② 在设备保全部领导许可下，停用有关保护及自动装置（如备用自投及录波器等）。

③ 试送二次侧小开关，若不成功，应在设备保全部领导许可下停用有关保护及自动装置，并汇报领导，听候处理。不准以压变二次侧并列小开关将二次回路并列。

（7）35kV 及 10kV 系统发生单相接地故障时，该系统母线压变（V 形接线者除外）一般不允许长时间运行（不宜超过 2h），制造厂有特别规定者按出厂说明规定运行，届时还应加强检查。

（8）电容式电压互感器二次电压异常（偏高、偏低、波动）可能系内部故障引起，应加强监视，及时汇报设备保全部领导。

（9）流变二次回路开路的现象与处理。

1）现象：电流值下降至零，电能表停转，流变发出异常响声或发热冒烟等，相关的流变二次回路发出 CT 断线信号。

2）处理。

① 汇报设备保全部领导。

② 确定是流变测量回路还是保护回路开路，停用有关保护，将故障流变二次侧短接。

③ 有条件者，改变运行方式（如改旁路运行或转由该线路联络的其他变电站送电等）。

④ 如冒烟起火，立即拉开该开关，改冷备用后，使用消防设备灭火。

（10）流变过热现象与处理。

1）现象：电流互感器过热，可能是内、外接头松动，一次侧过负荷，二次侧开路或绝缘介损升高等原因造成的。

2）处理：汇报设备保全部领导，立即派人处理。

10.5 变压器运行规程

10.5.1 变压器的巡视检查

10.5.1.1 正常巡视项目

每班或每天应检查的项目如下。

1. 本体

（1）箱体完好、清洁、无锈蚀、无渗漏。

（2）油温及线圈温度正常，温度计指示正确。

（3）声音均匀，无异声（音响是否加大，有无新的音调）。

（4）法兰、阀门、油管等无渗漏油。

（5）压力释放装置完好，无渗漏油及动作指示。

（6）各阀门位置正确。

（7）呼吸器完好，油杯内油面、油色正常，呼吸畅通（油中有气泡翻动），硅胶变色不超过2/3。

（8）各控制箱和端子箱应封堵完好，无进水受潮。

（9）周围环境温度，防雨防尘。

2. 储油柜

（1）完好、清洁、无锈蚀、无渗漏。

（2）油位应正常，符合油位与油温的关系曲线。

（3）集污器内有无水和不洁物。

（4）瓦斯继电器内充满油，无气体，防雨罩完好。

3. 套管

（1）油色、油位正常，无渗漏。

（2）瓷质部分清洁，无裂纹、放电痕迹及其他异常现象。

4. 导引线

（1）引线线夹压接牢固、接触良好，无发热现象。

（2）引线无断股、散股、烧伤痕迹。

（3）中性点引下线接地良好。

（4）引下线驰度适中，摆动正常。

（5）无挂落异物。

5. 冷却系统

（1）冷却器控制箱内无过热现象，温控除湿装置投入正确。

（2）冷却器控制箱内Ⅰ电源工作、Ⅱ电源工作灯亮。

（3）冷却器控制箱内Ⅰ电源故障、Ⅱ电源故障、工作冷却器故障、备用冷却器故障、冷却器全停故障灯应不亮。

（4）冷却器控制箱内冷却器自动投切转换开关应在“工作”位置，信号灯转换开关应在“工作”位置，加热器转换开关应在“自动”位置、电源选择开关应在“Ⅰ工作Ⅱ备用”或“Ⅱ工作Ⅰ备用”位置。

（5）冷却器控制箱内的冷却器工作灯应与冷却器控制转换开关位置相对应（冷却器控制转换开关在“工作”位置，冷却器工作灯应亮；冷却器控制转换开关在“停用”、“备用”、“辅助”位置，冷却器工作灯应不亮）。

（6）投入运行的冷却器组数恰当，与负荷及温度相适应。

（7）风扇和油泵运转正常，无异常声音，油流计指示正常。

（8）冷却器本体及蝶阀、管道连接处等部位无渗漏油。

（9）冷却器分控箱门关闭严密，箱内清洁、干燥、无锈蚀、封堵严密。

（10）二次接线无松动、脱落、发热现象。

（11）备用电源自动切换装置及冷却器切换试验时能正确动作（结合定期切换）。

6. 有载调压

（1）控制箱内各控制选择开关位置正确，档位显示与机械指示一致，无异常信号。

（2）传动齿轮油位正常，符合油位与油温关系曲线。

（3）连杆完好无变形。

（4）油箱及有关的法兰、阀门、油管等处无渗漏油。

（5）呼吸器完好，油杯内油面、油色正常，呼吸畅通（油中有气泡翻动），硅胶变色不超过2/3。

（6）机构箱密封良好，电动机电源开关应合上。

（7）在线滤油装置组合滤芯压力表指示正确，法兰、阀门、盖板连接处等各部位无渗漏油，工作方式开关、阀门位置正确。

（8）在线滤油装置正在工作状态时，检查油中无气泡。

7. 二次接线箱

（1）门关闭严密，不能渗水雨。

（2）信号电缆应无开裂、老化现象。

（3）电缆孔洞封堵完好。

（4）箱内清洁、干燥、无锈蚀、封堵严密，接线无松动、脱落现象。

8. 中性点

（1）隔离开关外观正常，触头无锈蚀等。

（2）支柱绝缘子等外观应正常，无变色、裂缝等异常现象。

（3）零序电流互感器外观正常。

（4）放电间隙无异物、无锈蚀、无倾斜。

（5）机旁控制柜内电源开关处于合上状态，内部元器件及电机外观正常，无凝露、受潮。

9. 铁心和夹件

（1）铁心、夹件接地引出线必须可靠接地（引出线上的刀闸处于合上状态）。

（2）只能有一点接地，不得出现多点（两点以上）接地。

10. 低压侧母线

（1）母线上有无杂物，母线及螺栓连接处有无变色。

（2）避雷器动作记录情况。

（3）绝缘子有无放电现象。

11. 其他

（1）在线监测装置指示正常，无异常信号。

（2）各相电压、电流是否平衡。

（3）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏，相色标示清晰、无脱落。

（4）基础无倾斜、下沉。

（5）架构完好无锈蚀，接地良好。

（6）防火墙完好、无破损。

（7）接地及引下部分完好。

（8）防爆系统正常。

（9）主变压器 110kV 中性点接地闸应在指定的位置。

（10）附近的周围环境及堆放物品无可能威胁变压器的安全运行。

10.5.1.2 特殊巡视项目

（1）过负荷或过电压运行时，监视负荷和油温的变化，至少每小时巡视一次，特别要注意温度和接头处过热情况（有无变色），以及有无异声及储油柜油位情况等。

（2）新设备或经过检修、改造的变压器在投运 72h 内。

（3）变压器保护动作跳闸后。

（4）变压器有严重缺陷时。

（5）夜间熄灯检查套管的瓷质部分有无放电现象，连接点有无发热情况，但应注意夜间检查时应暂时关闭室外照明且不得靠近带电设备。

（6）大风时检查变压器上及周围无杂物，引线的摆动情况。

（7）雷雨天气时瓷套管有无放电打火现象，避雷器放电记录动作情况。

（8）大雾时检查套管瓷质部分放电闪络现象，重点监视污秽瓷质部分。

（9）雪天时检查积雪情况及连接处雪的融化情况，及时处理冰凌。

（10）气温突变时应检查油面及引线的弧垂情况。

（11）高温季节、高峰负荷期间。

（12）大短路故障后，检查有关设备，接头有无异状。

（13）冰雹过后应检查套管、储油柜、引线等有无砸坏情况。

10.5.2 负荷运行管理

10.5.2.1 运行电压要求

（1）根据国家标准 GB/T 12325—2008《电能质量　供电电压偏差》规定：35kV 及以上供电电压正、负偏差绝对值之和不超过系统标称电压的 10%。如供电电压上下偏差同号（均为正或负）时，按较大的偏差绝对值作为衡量依据。

从极端情况考虑：当电源电压即 GIS 母线线电压 $U_m \geqslant 121$kV 或 $U_m \leqslant 99$kV 时应立即与供电局调度联系，要求其采取措施降压。

（2）根据 DL/T 572—2010《电力变压器运行规程》规定：变压器的运行电压一般不应高于该运行分接电压的 105%，且不得超过系统最高运行电压。本公司内部控制要求：变压器的电源电压（GIS 母线线电压 U_m）变化一般不得超过额定值的 ±5%，不论电压分接头在任何位置，如果电源电压不超过 +5%（标称电压 110kV 为 115.5kV），变压器二次绕组可带额定负载，如果电源电压下降超过 5%（标称电压 110kV 为 104.5kV），则应通知生产调度适当降低负荷或不应增加负荷。

（3）有载调压分接开关的调节参考本规程 10.5.5 节。

10.5.2.2 负荷运行管理

1. 运行温度控制及寿命

（1）上层油温限制。油浸式自循环风冷电力变压器运行中的允许温度按上层油温检查，上层油温的允许值最高不得超过 95°C，这是为了保证变压器的使用寿命而从控制 A 级绝缘材料老化速度提出的要求；为了防止变压器油劣化过速，上层油温不允许长期超过 85℃。根据试验得出：温度增高 10℃，油的氧化速度增加一倍。

（2）油浸式变压器内部最主要的绝缘材料是绝缘纸和变压器油，它们都是A级（105级）绝缘。变压器的寿命是由绝缘材料的老化程度决定的。而绝缘材料的老化主要取决于温度、氧气、含潮率（绝缘材料中的水分），并且温度是老化的最主要的因素。所以，温度对变压器寿命具有决定性作用，在不同的温度下变压器具有不同的寿命。标准中变压器的寿命是假定变压器绝缘材料的工作温度经常维持在98℃（尽管很多标准并未给出具体寿命），仅在很少的时间内达到A级绝缘材料允许的最高温度105℃。对于A级绝缘材料，在80～140℃范围内，温度每升高6℃其寿命就会减少一半，相反地，温度每降低6℃其寿命就会增加一倍，这就是所谓的A级绝缘材料的“六度规则”。《电力变压器　第7部分：油浸式电力变压器负载导则》GB/T 1094.7—2008附录A给出了变压器中常用的绝缘纸——非改性木浆纸（A级绝缘）的一组参考数据（不用来估算或确定寿命）：在干燥且无空气的条件下，木浆纸在80℃、90℃、98℃时的寿命分别为118年、38年、15年。

（3）变压器的寿命：电力变压器寿命是多年来变压器运行部门和制造厂家都很关心的一个共同议题，也是一个不好明确答复的问题。由于变压器的使用寿命与多种因素特别是运行条件有关，所以很多标准并未给出具体使用寿命年限，个别给出的也不一致，如DL/T 984—2005《油浸式变压器绝缘老化判断导则》提到“正常运行的变压器应有30年以上的寿命”，而GB/T 17468—2008《电力变压器选用导则》则规定“变压器的寿命一般为20年”。但在当前，不论在国内还是在国际上，比较公认的看法是：变压器在额定负载及正常环境条件下，并按使用说明书安装和维护，其在长期持续运行中器身（绕组及铁心）应20年免维护，预期寿命不应低于30年。实际工作中，运行时间在40年甚至更长时间的也能见到。

2. 允许的过负荷

（1）变压器可以在正常过负荷和事故过负荷的情况下运行。正常过负荷可以经常使用，其允许值根据变压器的负荷曲线、冷却介质的温度以及过负荷前变压器所带负荷来确定，它不影响变压器的绝缘和寿命；事故过负荷又分长期急救过负荷（几周甚至几个月）、短期急救过负荷（不能超过0.5h）两种，只允许在事故情况下使用，它是以牺牲变压器寿命为代价来保证为重要负荷短时供电的。

（2）变压器正常过负荷的允许数值和允许时间见表10-52（环境温度为40℃）。

表10-52　变压器正常过负荷的允许数值和允许时间

过负荷倍数	过负荷前上层油的温升（℃）为下列数值时的允许过负荷的持续时间（时—分）						
	18℃	24℃	30℃	36℃	42℃	48℃	54℃
1.00	连续运行						
1.05	5－50	5－25	4－50	4－00	3－00	1－30	—
1.10	3－50	3－25	2－50	2－10	1－25	0－10	—
1.15	2－50	2－25	1－50	1－20	0－35	—	—
1.20	2－05	1－40	1－15	0－45	—	—	—
1.25	1－35	1－15	0－50	0－25	—	—	—
1.30	1－10	0－50	0－25	—	—	—	—
1.35	0－55	0－35	0－15	—	—	—	—
1.40	0－40	0－25	—	—	—	—	—
1.45	0－25	0－10	—	—	—	—	—
1.50	0－15	—	—	—	—	—	—

（3）油浸自冷式和风冷式变压器正常过负荷。

1）在夏季其最高负荷低于变压器的额定容量时，则每低1%可允许冬季过负荷1%，但以过负荷15%为限；

2）正常过负荷允许一般最高不得超过额定容量的20%；

3）存在较大缺陷（如冷却系统故障、严重漏油、色谱分析异常等）的变压器不允许过负荷运行；

4）全天满负荷运行的变压器不允许过负荷运行；

5）变压器日平均负荷率小于1时，允许在负荷高峰时段过负荷运行，此时应严密监视变压器运行温度，当油浸自冷式变压器上层油温达到95℃时应立即减负荷；

6）变压器负荷达到额定容量的130%时，即便变压器运行温度未达到最高温度限值，也应立即减负荷。

（4）变压器事故过负荷允许值。

1）某变压器厂家说明书给出的变压器事故过负荷允许值见表10-53（至少在1977年出版的书籍上就有此表，可能源于当时的部颁规程）。

表10-53　本公司变压器厂家说明书给出的变压器事故过负荷允许值

事故过负荷对额定负荷之比	1.3	1.6	1.75	2.0	2.4	3.0
过负荷时允许的持续时间/min	120	30	15	7.5	3.5	1.5

2）为了方便使用，在不少书籍上和部分变压器厂家说明书上还给出了表10-54及表10-55的值。请注意，这是根据标准GB/T 1094.7—2008《电力变压器　第7部分：油浸式电力变压器负载导则》（修改采用IEC 60076—7：2005）和变压器厂家给出的热特性参数等计算出来的，实际上不论是早期的标准GB/T 15164—1994《油浸式电力变压器负责导则》（已废止，被GB/T 1094.7—2008替代）及DL/572—1995《电力变压器运行规程》，还是近期的GB/T 1094.7—2008及《电力变压器运行规程》标准，都没有给出类似的时间数值，都只给出了表10-56超铭牌额定值负载时的电流和温度限值，应区别应用。

表10-54　油浸自然循环冷却变压器事故过负荷允许运行时间

过负荷倍数	环境温度（h：min）				
	0℃	10℃	20℃	30℃	40℃
1.1	24:00	24:00	24:00	19:00	7:00
1.2	24:00	24:00	13:00	5:50	2:45
1.3	23:00	10:00	5:30	3:00	1:30
1.4	8:30	5:10	3:10	1:45	0:55
1.5	4:45	3:10	2:10	1:10	0:35
1.6	3:00	2:05	1:20	0:45	0:18
1.7	2:05	1:25	0:55	0:25	0:09
1.8	1:30	1:00	0:30	0:13	0:06
1.9	1:00	0:35	0:18	0:09	0:05
2.0	0:40	0:22	0:11	0:06	—

表 10-55　强迫油循环冷却变压器事故过负荷允许运行时间

过负荷倍数	环境温度（h：min）				
	0℃	10℃	20℃	30℃	40℃
1.1	24:00	24:00	24:00	14:30	5:10
1.2	24:00	21:00	8:00	3:30	1:35
1.3	11:00	5:10	2:45	1:30	0:45
1.4	3:40	2:10	1:20	0:45	0:15
1.5	1:50	1:10	0:40	0:16	0:07
1.6	1:00	0:35	0:16	0:08	0:05
1.7	0:30	0:15	0:09	0:05	—

表 10-56　超铭牌额定值负载时的电流和温度限值

负 载 类 型	配电变压器	中型变压器	大型变压器
正常周期性负载			
电流（p. u.）（标幺值）	1.5	1.5	1.3
绕组热点温度和与纤维绝缘材料接触的金属部件的温度/℃	120	120	120
其他金属部件的热点温度（与油、芳族聚酰胺纸、玻璃纤维材料接触）/℃	140	140	140
顶层油温/℃	105	105	105
长期急救负载			
电流（p. u.）（标幺值）	1.8	1.5	1.3
绕组热点温度和与纤维绝缘材料接触的金属部件的温度/℃	140	140	140
其他金属部件的热点温度（与油、芳族聚酰胺纸、玻璃纤维材料接触）/℃	160	160	160
顶层油温/℃	115	115	115
短期急救负载			
电流（p. u.）（标幺值）	2.0	1.8	1.5
绕组热点温度和与纤维绝缘材料接触的金属部件的温度/℃		160	160
其他金属部件的热点温度（与油、芳族聚酰胺纸、玻璃纤维材料接触）/℃		180	180
顶层油温/℃		115	115

注：1. 温度和电流限值不同时适用。电流可以比表中的限值低一些，以满足温度限值的要求。相反地，温度可以比表中的限值低一些，以满足电流限值的要求。

2. 配电变压器：三相最大额定容量为 2500kV·A（单相最大 833kV·A）；中型变压器：三相最大额定容量为 100MV·A（单相最大 33.3MV·A）；大型变压器：超过中型变压器容量限值的电力变压器。

3）短期急救负载的运行。

短期急救负载下运行，相对老化率远大于 1，绕组热点温度可能达到危险程度。在出现这种情况时，应投入包括备用在内的全部冷却器（制造厂另有规定的除外），并尽量压缩负载、减少时间，一般不超过 0.5h。当变压器有严重缺陷或绝缘有弱点时，不宜超额定电流运行。电力行业标准 DL/T 572—2010《电力变压器运行规程》给出了 0.5h 短期急救负载允许的负载系数 K_2 见表 10-57（DL/T 572—2010 将 DL/T 572—1995 中的配电变压器数据删除，其他数据相同），GB/T 15164—1994（已废止）及 GB/T 1094.7—2008 并无此表。大型变压器采用 ONAN/ONAF 或其他冷却方式的变压器短期急救负载允许的负载系数参考制造厂规定。显然，该表用于油浸式电力变压器，至于干式变压器则应按 GB/T 1094.12—2013《电

力变压器　第12部分：干式电力变压器负载导则》（修改采用IEC 60076-12：2008）要求执行，该标准取代早期的GB/T 17211—1998《干式电力变压器负载导则》。

表10-57　0.5 h短期急救负载允许的负载系数K_2表

变压器类型	急救负载前的负载系数K_1	环境温度							
		40℃	30℃	20℃	10℃	0℃	-10℃	-20℃	-25℃
配电变压器（冷却方式ONAN）	0.7	1.95	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	0.8	1.90	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	0.9	1.84	1.95	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	1.0	1.75	1.86	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	1.1	1.65	1.80	1.90	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	1.2	1.55	1.68	1.84	1.95	2.00	2.00	2.00	2.00
中型变压器（冷却方式ONAN或ONAF）	0.7	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	0.8	1.76	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	0.9	1.72	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	1.0	1.64	1.75	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	1.1	1.54	1.66	1.78	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
	1.2	1.42	1.56	1.70	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
中型变压器（冷却方式OFAF或OFWF）	0.7	1.50	1.62	1.70	1.78	1.80	1.80	1.80	1.80
	0.8	1.50	1.58	1.68	1.72	1.80	1.80	1.80	1.80
	0.9	1.48	1.55	1.62	1.70	1.80	1.80	1.80	1.80
	1.0	1.42	1.50	1.60	1.68	1.78	1.80	1.80	1.80
	1.1	1.38	1.48	1.58	1.66	1.72	1.80	1.80	1.80
	1.2	1.34	1.44	1.50	1.62	1.70	1.76	1.80	1.80
中型变压器（冷却方式ODAF或ODWF）	0.7	1.45	1.50	1.58	1.62	1.68	1.72	1.80	1.80
	0.8	1.42	1.48	1.55	1.60	1.66	1.70	1.78	1.80
	0.9	1.38	1.45	1.50	1.58	1.64	1.68	1.70	1.70
	1.0	1.34	1.42	1.48	1.54	1.60	1.65	1.70	1.70
	1.1	1.30	1.38	1.42	1.50	1.56	1.62	1.65	1.70
	1.2	1.26	1.32	1.38	1.45	1.50	1.58	1.60	1.70
大型变压器（冷却方式OFAF或OFWF）	0.7	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	0.8	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	0.9	1.48	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.0	1.42	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.1	1.38	1.48	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.2	1.34	1.44	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
大型变压器（冷却方式ODAF或ODWF）	0.7	1.45	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	0.8	1.42	1.48	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	0.9	1.38	1.45	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.0	1.34	1.42	1.48	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.1	1.30	1.38	1.42	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
	1.2	1.26	1.32	1.38	1.45	1.50	1.50	1.50	1.50

3. 变压器冷却方式

（1）GB 1094.2—2013《电力变压器　第2部分：液浸式变压器的温升》（修改采用IEC 60076—2：2011）规定其冷却方式采用下面4个字母进行标识。

第一个字母（代表内部冷却介质）：

O：矿物油或燃点不大于300℃的合成绝缘液体；

K：燃点大于300℃的绝缘液体；

L：燃点不可测出的绝缘液体。

第二个字母（代表内部冷却介质的循环方式）：

N：流经冷却设备和绕组内部的液体流动是自然的热对流循环；

F：冷却设备中的液体流动是强迫循环，流经绕组内部的液体流动是热对流循环；

D：冷却设备中的液体流动是强迫循环，且至少在主要绕组内部的液体流动是强迫导向循环。

第三个字母（代表外部冷却介质）：

A：空气；

W：水。

第四个字母（代表外部冷却介质的循环方式）：

N：自然对流；

F：强迫循环（泵、风扇等）。

（2）具有多种冷却方式的变压器。

一台变压器可以规定有几种不同的冷却方式。此时，在说明书和铭牌上应给出不同冷却方式下的容量值，在最大冷却能力下的容量值就是变压器的额定容量，不同冷却方式按冷却能力增大的次序排列。如：

ONAN/ONAF：变压器装有一组风扇，在大负载时风扇可以投入运行。在这两种冷却方式下，液体流动均按热对流方式循环；

ONAN/OFAF：变压器装有油泵和风扇类冷却设备，也规定了在自然冷却方式下（例如：辅助电源出现故障或容量不足的情况下）降低的容量。

4. 变压器冷却风机管理

（1）一般情况下，当变压器负荷率小于67%时，可以不开风机自然冷却（本公司总降主变压器所用PST—1260A综保装置具有根据主变压器电流设定“启动通风定值”电流功能）。

（2）正常设定变压器上层油温超过55℃时，冷却风机自动投入运行。

（3）当夏季变压器上层油温超过75℃时，应外加风机强迫冷却。

5. 相关标准对变压器使用海拔和环境温度的规定

（1）GB 1094.1—2013《电力变压器　第1部分：总则》4.2条款有如下规定。

1）海拔不超过1000m。

2）冷却介质温度。

冷却设备入口处的冷却空气温度不超过：

任何时刻：40℃；

最热月平均：30℃；

年平均：20℃；

并且不低于：

户外变压器：－25℃；

变压器和冷却器都拟用于户内的变压器：－5℃；

对于水冷变压器，入口处冷却水温度不应超过：

任何时刻：25℃；

年平均：20℃。

（2）DL/T 5222—2005《导体和电器选择设计技术规定》5.0.3 条款有如下规定。

电器的正常使用环境条件规定为：周围空气温度不高于 40℃，海拔不超过 1000m。当电器使用在周围空气温度高于 40℃（但不高于 60℃）时，允许降低负荷长期工作。推荐周围空气温度每增高 1K，减少额定电流负荷的 1.8%；当电器使用在周围空气温度低于 40℃时，推荐周围空气温度每降低 1K，增加额定电流负荷的 0.5%，但其最大过负荷不得超过额定电流负荷的 20%；当电器使用在海拔超过 1000m（但不超过 4000m）且最高周围空气温度为 40℃时，其规定的海拔每超过 100m（以海拔 1000m 为起点）允许温升降低 0.3%。

10.5.2.3 变压器的并列运行

1. 一般情况下并列运行的 3 个条件

（1）并列运行的每台变压器的一次和二次额定电压分别相等，或每台变压器电压比相等（允许误差不大于 0.50%）。

（2）每台变压器的联结组标号必须相同。

（3）每台变压器的短路阻抗百分值相近（相差不大于 ±10%）。

2. 特殊情况下的并联运行

（1）电压比不等或短路阻抗不等的变压器并列运行时，任何一台变压器除满足 GB/T 1094.7—2008 和制造厂规定外（在任何一台都不会过负荷的情况下），其每台变压器并列运行绕组的环流应满足制造厂的要求。

（2）短路阻抗不同的变压器，可适当提高短路阻抗高的变压器的二次电压，使并列运行变压器的容量均能充分利用。

3. 总降主变压器并列运行

本公司总降两台主变压器型号、参数一样，完全满足上述要求，但要并列运行还必须经上级供电公司批准方可投入运行。

10.5.3 变压器的检查

10.5.3.1 投入运行前的检查

1. 外表检查

（1）检查球阀、蝶阀是否处于开启运行状态。

（2）检查储油柜的油面高度是否符合要求，对于有载调压变压器，本体油位应高于有载开关油位。

（3）检查分接开关的位置三相及上下是否一致。

（4）检查电流互感器的接线是否正确，不接负载的电流互感器是否已短接接地，严禁

开路运行。

（5）检查避雷器与变压器间的距离、绝缘等级是否符合规定。

（6）检查外部空气绝缘距离。各电压等级套管之间及套管对地间的空气绝缘距离是否符合有关标准（GB 1094.3—2003）的规定。

2. 交接试验前的检测

（1）检查接地系统是否正确。

1）油箱接地是否良好，若下节油箱有接地螺栓，则通过接地螺栓可靠接地；

2）铁心（夹件）由接地套管引出接地时，则此接地套管必须可靠接地；

3）检查各组件的接地是否正确可靠，如60kV及以上的电容式套管法兰部位的接地小套管、变压器的中性点等；

4）接地系统必须保证一点接地（即接地点如铁心、上下夹件等接地体连接后不能形成回路）。

（2）检查气体继电器、压力释放阀、油位计、温度计及套管型电流互感器等的测量回路，保护、控制、信号回路的接线是否正确，各保护装置和断路器的动作应良好可靠。

（3）测量各绕组所有分接的直流电阻，与同温度下出厂实测数值比较结果应无明显差别。

（4）测量各分接位置的电压比与铭牌数值相比应无明显差别。

（5）检查变压器的联结组标号或单相变压器引出线的极性必须与设计要求及铭牌上的标记和变压器外壳上的符号相符。

（6）取变压器油样进行试验，其性能应符合标准的规定。

（7）测量变压器的绝缘性能（同温度下）

1）绕组绝缘电阻值应不低于产品出厂试验值的70%（2500V绝缘电阻表）；

2）吸收比（R60/R15）或极化指数（R10min/R1min）与产品出厂值相比应无明显差别；

3）介质损耗角正切值（tgδ）应不大于产品出厂值的130%；

4）测量铁心接地套管对地的绝缘电阻，其值应不小于200MΩ（1000V绝缘电阻表），夹件接地套管对地的绝缘电阻10 MΩ以上，测完后接地线重新接好。

（8）测量绕组的直流泄漏电流，应符合标准（GB 50150—2006）的规定。

（9）检查吸湿器是否已装有合格的吸附剂，呼吸是否畅通。

（10）检查散热器、冷却器和控制箱的运行及控制系统是否正确可靠。

（11）检查散热器、冷却器风机有无异常。

10.5.3.2　交接试验

在外表检查和交接试验前的检测项目均符合要求时，方可进行下述试验。

（1）空载试验和空载冲击合闸试验（冷却器不投入运行）

1）变压器应由电源侧接入电压，因为电源侧装有保护装置，以便保证在非正常情况时切断电源。

2）将变压器的气体继电器的信号触点，改接至变压器电源的跳闸回路。

3）将过电流保护时限整定为瞬时动作。

4）变压器接好加压线后，电压应由零徐徐上升至额定电压保持1h，在此期间变压器应无任何异常现象。

5）紧接着“4)”试验后继续徐徐升压到1.1倍额定电压后，保持10min应无异常现象，再徐徐降压。现场如不具备徐徐升压的条件，可改为空载1h试运行，当顶层油温低于42℃，可不开动散热器风扇或不投入冷却器。

6）对于有载调压变压器，有载分接开关在额定电压下电动操作两周，最后调整到额定分接位置。

7）空载冲击合闸试验。

① 气体继电器信号触头调整到报警回路，跳闸触头接到继电器保护跳闸回路，过电流保护调整到保护整定值；

② 所有引出中性点（包括110kV侧）必须大电流接地；

③ 变压器应进行5次空载全电压冲击合闸，应无异常情况；第一次受电后持续时间不应少于10min；全电压冲击合闸时，其励磁涌流不应引起保护装置动作。

（2）耐压及局部放电试验。

1）具备条件时，可进行耐压试验，试验电压值可按相应标准或技术协议执行。

2）具备条件时，可进行局部放电试验，试验方法和施加电压可按相应标准或技术协议执行。

（3）按国家标准或技术协议进行其他试验项目，系统调试时对变压器进行的其他高压试验应另行协商。

（4）试验结束后拆除变压器的临时接地线。

（5）试运行。

首先将冷却系统开启，待冷却系统运转正常后再投入试运行。

10.5.3.3 变压器分类检查

1. 日常检查

即每班或每天应检查的项目，见本规程10.5.1.1节内容。

2. 停运期间定期检查（见表10-58）

表10-58 变压器停运期间定期检查

检查	项目	周期	说明/方法	判断/措施	备注
绝缘电阻	绝缘电阻测量（连套管）	2或3年	1）用2500V绝缘电阻表 2）测量绕组对地的绝缘电阻 3）此时实际上测得的是绕组连同套管的绝缘电阻，如果测得的值不在正常范围之内，可在大修或适当时候把绕组同套管脱开，单独测量绕组的绝缘电阻	测量结果的判断见10.5.3.1节2条，无论如何测量，结果同最近一次的测定值应无显著差别，如有明显差别，需查明原因	
绝缘油	耐压	2或3年	试验方法和装置见GB/T 507—2002和GB/T 264—1983	>40kV/2.5mm	如果高于此值需对油进行处理

（续）

检　查	项　　目	周　　期	说明/方法	判断/措施	备　　注
绝缘油	酸值测定 mgKOH/g			<0.1	如果高于此值需对油进行处理
	油中溶解气体分析	1）投运后立刻取油样分析 2）运行3个月后 3）运行6个月后 4）以后每年进行测量	1）主要检出以下气体：O_2、N_2、H_2、CO、CO_2、CH_4、C_2H_2、C_2H_4、C_2H_6 2）方法见 GB/T 7252—2001 3）建立分析档案	发现情况应缩短取样周期并密切监视增加速，率故障判断见 GB/T 7252—2001	变压器油中产生气体主要有以下原因： 1）绝缘油过热分解 2）油中固体绝缘介质过热 3）火花放电引起油分解
	含气量		含气量方法见 YS-C-3-2	<2.5%	
	含水量		含水量方法见 GB/T 7600—2014	投入运行前的油 $<20\times10^{-6}$ 运行油 $<35\times10^{-6}$	
冷却器	冷却器组	1年	冷却风扇运行时，检查轴承发出的噪声	必要时检查更换	
		2或3年	检查冷却管和支架等的脏污、锈蚀情况	1）每年至少用热水清洁冷却管一次 2）每3年用热水彻底清洁冷却管并重油漆支架、外壳等	
套管	一般	2或3年	1）裂纹 2）脏污（包括盐性成分） 3）漏油 4）连接的架空线 5）生锈 6）油位 7）油位计内潮气冷凝	检查左边项目是否处于正常状态	1）如果套管过于脏污用中性清洗剂进行清洁，然后用清水冲洗干净再擦干 2）当接线端头松动时进
附件	1）低压控制回路	2或3年，当控制元件是控制分闸电路时，建议每年进行检查	1）以下继电器等的绝缘电阻： • 保护继电器 • 温度指示器 • 油位计 • 压力释放装置 用500V绝缘电阻表测量端于对地和端子之间的绝缘电阻	测得的绝缘电阻值应不小于2 MΩ，但对用于分闸回路的继电器，即使测得的绝缘电阻大于2MΩ，也要对其进行仔细检查，如潮气进入等	
			2）用500V绝缘电阻表在端子上测量冷却风扇、油泵等导线对地绝缘电阻	不低于2MΩ	

（续）

检　查	项　　目	周　　期	说明/方法	判断/措施	备　　注
附件	1）低压控制回路	2或3年，当控制元件是控制分闸电路时，建议每年进行检查	3）检查接线盒、控制箱等 ① 雨水进入 ② 接线端子松动和生锈	1）如果雨水进入则要重新密封 2）如果端子松动和生锈，则重新紧固和清洁	
	2）保护继电器、气体继电器和有载分接开关保护继电器	2或3年，如继电器是控制分闸回路时，建议每年检查	1）检查以下各项： ① 漏油 ② 气体继电器中的气体量 2）用继电器上的试验按钮检查继电器触头的动作情况	1）如果密封处漏油则重新紧固，如还漏油则更换密封件 2）如果触头的分合运转不灵活，要求更换触头的操作机构	
	3）压力释放装置		检查以下各项 ① 有无喷油 ② 漏油	如果较严重则更换	
	4）油温指示器	2或3年	1）检查温度计内有无潮气冷凝 2）检查（校准）温度指示	1）检查有无潮气冷凝及指示是否正确，必要时用新的进行更换 2）比较温度计和热电偶的指示，差别应在3℃之内	
	5）热电偶	2或3年	检查温度计指示	检查两个油温指示计的指示，其差别应在3℃之内	
	6）绕组温度指示器	2或3年	1）检查指示计内有无潮气冷凝 2）检查温度指示	1）判断/措施和油温指示器相同 2）作为温度指示，受负载情况的影响，请与以前的记录进行比较	必须接触进行检查时，可在变压器停运时进行
	7）油位计	2或3年	1）检查指示计内有无潮气冷凝 2）检查以下各项： ① 浮球和指针的动作情况 ② 触头的动作情况	1）检查潮气冷凝情况和对测量的影响，必要时予以更换 2）检查浮球和指针的动作是否同步及触头的动作情况	当放掉油时检查触头的动作情况
	8）油流指示器	2或3年	1）检查指示器内有无潮气冷凝 2）检查动作情况	1）同油位计 2）变压器退出运行，油泵开始停时，检查油流指示器的指示	

10.5.4 变压器的验收

10.5.4.1 变压器安装、试验完毕后的验收

1. 变压器本体和附件

（1）变压器本体和组部件等各部位均无渗漏。

（2）储油柜油位合适，油位表指示正确。

（3）套管。

1）瓷套表面清洁无裂缝、损伤；

2）套管固定可靠、各螺栓受力均匀；

3）油位指示正常，油位表朝向应便于运行巡视；

4）电容套管末屏接地可靠；

5）引线连接可靠，对地和相间距离符合要求，各导电接触面应涂有电力复合脂。引线松紧适当，无明显过紧和过松现象。

（4）升高座和套管型电流互感器。

1）放气塞位置应在升高座最高处；

2）套管型电流互感器二次接线板及端子密封完好，无渗漏，清洁无氧化；

3）套管型电流互感器二次引线连接螺栓紧固，接线可靠，二次引线裸露部分不大于5mm；

4）管套型电流互感器二次备用绕组经短接后接地，检查二次极性的正确性，电压比与实际相符。

（5）气体继电器。

1）检查气体继电器是否已解除运输用的固定，继电器应水平安装，其顶盖上标志的箭头应指向储油柜，其与连通管的连接应密封良好，连通管应有1%～1.5%的升高坡度；

2）气盒内应充满变压器油，且密封良好；

3）气体继电器应具备防潮和防进水的功能，如不具备应加装防雨罩；

4）轻、重瓦斯接点动作正确，气体继电器按DL/T 540—2013校验合格，动作值符合整定要求；

5）气体继电器的电缆应采用耐油屏蔽电缆，电缆引线在继电器侧应有滴水弯，电缆孔应封堵完好；

6）观察窗的挡板应处于打开位置。

（6）压力释放阀。

1）压力释放阀及导向装置的安装方向应正确；阀盖和升高座内应清洁，且密封良好；

2）压力释放阀的接点动作可靠，信号正确，接点和回路绝缘良好；

3）压力释放阀的电缆引线在继电器侧应有滴水弯，电缆孔应封堵完好；

4）压力释放阀应具备防潮和防进水的功能，如不具备应加装防雨罩。

（7）无励磁分接开关。

1）档位指示器清晰，操作灵活、切换正确，内部实际档位与外部档位指示正确一致；

2）机械操作闭锁装置的止钉螺钉（也称定位螺钉）固定到位；

3）机械操作装置应无锈蚀并涂有润滑脂。

（8）有载分接开关。

1）传动机构应固定牢靠，连接位置正确，且操作灵活，无卡涩现象；传动机构的摩擦部分涂有适合当地气候条件的润滑脂；

2）电气控制回路接线正确、螺栓紧固、绝缘良好；接触器动作正确、接触可靠；

3）远方操作、就地操作、紧急停止按钮、电气闭锁和机械闭锁正确可靠；

4）电机保护、步进保护、连动保护、相序保护、手动操作保护正确可靠；

5）切换装置的工作顺序应符合制造厂规定；正、反两个方向操作至分接开关动作时的圈数误差应符合制造厂规定；

6）在极限位置时，其机械闭锁与极限开关的电气联锁动作应正确；

7）操动机构档位指示、分接开关本体分接位置指示、监控系统上分接开关分接位置指示应一致；

8）压力释放阀（防爆膜）完好无损，如采用防爆膜，防爆膜上面应用明显的防护警示标示；如采用压力释放阀，应按变压器本体压力释放阀的相关要求；

9）油道畅通，油位指示正常，外部密封无渗油，进出油管标志明显；

10）单相有载调压变压器组进行分接变换操作时应采用三相同步远方或就地电气操作并有失步保护。

（9）吸湿器。

1）吸湿器与储油柜间的连接管的密封应良好，呼吸应畅通；

2）吸湿剂应干燥；油封油位应在油面线上或满足产品的技术要求。

（10）测温装置。

1）温度计动作接点整定正确、动作可靠；

2）就地和远方温度计指示值应一致；

3）顶盖上的温度计座内应注满变压器油，且密封良好；闲置的温度计座也应注满变压器油，且密封，不得进水；

4）膨胀式信号温度计的细金属软管（毛细管）不得有压扁或急剧扭曲，其弯曲半径不得小于 50mm；

5）记忆最高温度的指针应与指示实际温度的指针重叠。

（11）净油器。

1）上下阀门均应在开启位置；

2）滤网材质和安装正确；

3）硅胶规格和装载量符合要求。

（12）本体、中性点和铁心接地。

1）变压器本体油箱应在不同位置分别有两根引向不同地点的水平接地体，每根接地线的截面应满足设计的要求；

2）变压器本体油箱接地引线螺栓紧固，接触良好；

3）110kV（66kV）及以上绕组的每根中性点接地引下线的截面应满足设计的要求，并有两根分别引向不同地点的水平接地体；

4）铁心接地引出线（包括铁轭有单独引出的接地引线）的规格和与油箱间的绝缘应满

足设计的要求，接地引出线可靠接地。引出线的设置位置有利于监测接地电流。

（13）控制箱（包括有载分接开关、冷却系统控制箱）。

1）控制箱及内部电器的铭牌、型号、规格应符合设计要求，外壳、漆层、手柄、瓷件、胶木电器应无损伤、裂纹或变形；

2）控制回路接线应排列整齐、清晰、美观，绝缘良好无损伤；接线应采用铜质或有电镀金属防锈层的螺栓紧固，且应有防松装置，引线裸露部分不大于5mm；连接导线截面符合设计要求、标志清晰；

3）控制箱及内部元件外壳、框架的接零或接地应符合设计要求，连接可靠；

4）内部断路器、接触器动作灵活无卡涩，触头接触紧密、可靠，无异常声音；

5）保护电动机用的热继电器或断路器的整定值应是电动机额定电流的0.95～1.05倍；

6）内部元件及转换开关各位置的命名应正确无误并符合设计要求；

7）控制箱密封良好，内外清洁无锈蚀，端子排清洁无异物，驱潮装置工作正常；

8）交直流应使用独立的电缆，回路分开。

（14）冷却装置。

1）风扇电动机及叶片应安装牢固，并应转动灵活，无卡阻；试转时应无振动、过热；叶片应无扭曲变形或与风筒碰擦等情况，转向正确；电动机保护不误动，电源线应采用具有耐油性能的绝缘导线；

2）散热片表面油漆完好，无渗油现象；

3）管路中阀门操作灵活、开闭位置正确；阀门及法兰连接处密封良好，无渗油现象；

4）备用、辅助冷却器应按规定投入；

5）电源应按规定投入和自动切换，信号正确。

（15）其他。

1）所有导气管外表无异常，各连接处密封良好；

2）变压器各部位均无残余气体；

3）二次电缆排列应整齐，绝缘良好；

4）储油柜、冷却装置、净油器等油系统上的油阀门应开闭正确，且开、关位置标示清晰，指示正确；

5）感温电缆应避开检修通道，且安装牢固（安装固定电缆夹具应具有长期户外使用的功能）、位置正确；

6）变压器整体油漆均匀完好，相色正确；

7）进出油管标识清晰、正确；

8）各部位的接地完好，定期测量铁心的接地电流；

9）贮油池和排油设施应保持良好状态，无堵塞、无积水、无杂物。

2. 竣工资料

变压器竣工应提供以下资料，所提供的资料应完整无缺，符合验收规范、技术合同等要求。

（1）变压器订货技术合同（或技术合同）。

（2）变压器安装使用说明书。

（3）变压器出厂合格证。

（4）有载分接开关安装使用说明书。

（5）本体气体继电器安装使用说明书及试验合格证；压力释放阀出厂合格证及动作试验报告。

（6）有载分接开关气体继电器安装使用说明书。

（7）冷却器安装使用说明书。

（8）温度计及数显表安装使用说明书。

（9）吸湿器安装使用说明书。

（10）油位计安装使用说明书。

（11）变压器油产地和牌号等相关资料。

（12）中性点保护间隙装置资料（包括隔离开关、互感器、避雷器、控制箱）。

（13）有载调压开关控制箱图纸及说明书。

（14）出厂试验报告。

（15）安装报告。

（16）内检报告。

（17）整体密封试验报告。

（18）调试报告。

（19）变更设计的技术文件。

（20）竣工图。

（21）备品备件移交清单。

（22）专用工器具移交清单。

（23）设备开箱记录。

（24）设备监造报告。

3. 验收和审批

（1）变压器整体验收的条件。

1）变压器及附件已安装调试完毕；

2）交接试验合格，施工图、各项调试或试验报告、监理报告等技术资料和文件已整理完毕；

3）预验收合格，缺陷已消除；场地已清理干净。

（2）变压器整体验收的要求和内容。

1）由启动委员会（未成立启动委员会由项目管理部门）组织运行单位和施工单位进行验收工作，且由监理单位配合；

2）一般应成立验收小组进行验收。在验收中检查发现的缺陷和问题，验收小组（或运行单位）应以书面形式提出，启动委员会（或项目管理部门）应落实相关施工单位责任，限期整改，验收合格后方可投入生产运行；

3）投产设备保质期内发现质量问题，应由运行单位以书面形式向项目管理部门提出，项目管理部门应安排并督促施工单位处理。

（3）审批。

验收结束后，根据工程项目情况，将验收报告提交启动委员会（或运行单位总工程师）审核批准。

10.5.4.2 投运前设备的验收内容

1. 投运前设备验收的项目、内容及要求（包括检修后的验收）

（1）变压器本体、冷却装置及所有组部件均完整无缺，不渗油，油漆完整。

（2）变压器油箱、铁心和夹件已可靠接地。

（3）变压器顶盖上无遗留杂物。

（4）储油柜、冷却装置、净油器等油系统上的阀门应正确“开、闭”。

（5）电容套管的末屏已可靠接地，套管密封良好，套管外部引线受力均匀，对地和相间距离符合要求，各接触面应涂有电力复合脂。引线松紧适当，无明显过紧过松现象。

（6）变压器的储油柜、充油套管和有载分接开关的油位正常，指示清晰。

（7）升高座已放气完全，充满变压器油。

（8）气体继电器内应无残余气体，重瓦斯必须投跳闸位置，相关保护按规定整定投入运行。

（9）吸湿器内的吸附剂数量充足、无变色受潮现象，油封良好，呼吸畅通。

（10）无励磁分接开关三相档位一致，档位处在整定档位，定位装置已定位可靠。

（11）有载分接开关三相档位一致，操作机构、本体上的档位、监控系统中的档位一致。机械连接校验正确，电气、机械限位正常。经二个循环操作正常。

（12）温度计指示正确，整定值符合要求。

（13）冷却装置运转正常，内部断路器、转换开关投切位置已符合运行要求。

（14）所有电缆应标识清晰。

2. 投运前设备验收的条件

（1）变压器及组部件工作已结束，人员已退场，场地已清理干净。

（2）各项调试、试验合格。

（3）施工单位自检合格，缺陷已消除。

10.5.5 变压器的运行与操作

10.5.5.1 一般操作原则

（1）合闸的顺序是：应先合电源侧隔离开关，再合负荷侧隔离开关，最后合断路器；分闸顺序与合闸顺序相反：即应先分断路器，再分负荷侧隔离开关，最后分电源侧隔离开关。

（2）变压器充电前，应检查调整充电侧母线电压及变压器分接头位置，保证充电后各侧电压不超过规定值。

（3）在110kV及以上大电流接地系统中，投运或停运变压器的操作，中性点必须先接地。投入后可按系统需要决定中性点是否断开（根据供电公司要求，本公司总降主变压器110kV侧中性点正常时不接地）。

10.5.5.2 冷却系统运行

（1）冷却器应采取各自独立的双电源供电，正常运行时冷却系统的两路交流电源均应合上，一路处于工作状态，一路处于备用状态，两路电源能进行自动切换，当工作电源故障时，自动投入备用电源，并发出告警信号。当所用电进行切换后，应检查冷却器运转是否正常。两路交流电源要定期进行切换试验，各组冷却器要定期进行轮换。

（2）风冷变压器冷却装置应采用变压器上层油温和负荷电流两个参数控制风扇和油泵的起停，任何一个参数大于某一数值时即起动风扇或油泵，两个参数均小于另一数值时方停用风扇或油泵；工作或辅助冷却器故障退出后，应自动投入备用状态的冷却器。

（3）冷却系统运行后，应使变压器冷却风机工作正常，无擦壳及轴承磨损等异常声响；冷却器能按照设置的绕组温度及负荷电流自动投入或切除，所有信号灯指示正确，且与远方信号一致。

（4）变压器的冷却装置应定期冲洗，以防止因散热管间污垢堵塞导致的冷却效率降低。

（5）变电运行人员应加强对运行变压器上层油温和温升的监测，每次抄表应同时记录上层油温，如果变压器在相同负荷时，上层油温突然升高10℃（环境温度不变），应立即汇报设备保全部领导，设备保全部领导应立即组织相关人员分析，查明原因，采取适当措施。

（6）油浸自然循环风冷式变压器，冷却器投切方式要按厂家要求执行，若厂家无明确规定，则当负荷达到三分之二额定负荷或上层油温达65℃时。投入第一组风冷装置。当负荷达到85%额定负荷或上层油温达到75℃时，投入第二组风冷装置。

10.5.5.3　有载调压装置运行

（1）有载分接开关投运前应检查有载开关的储油柜油位正常，外部各密封处应无渗漏油，控制箱防潮良好。用手摇操作一个（升—降）循环，位置指示及动作计数器应正确动作，极限位置的机械闭锁应可靠，手摇与电动控制的联锁亦应可靠。

（2）有载分接开关的电动控制回路应正确无误，电源可靠，各接线端子接触良好，驱动电机转动正常，转向正确，电源指示灯、行程指示灯应完好，极限位置的电气闭锁应可靠。旋转方向保护和逐级控制保护应正常。

（3）当有载调压变压器过载1.2倍运行时，禁止分接开关变换操作，有载分接开关的电动控制回路应设置电流闭锁装置，其整定值按变压器额定电流的1.2倍整定，返回系数应不小于0.9。当采用自动调压控制器时，主控制盘上必须装有动作计数器，自动调压控制器的电压互感器断线闭锁应正确可靠。

（4）新装或大修后的有载分接开关，应在变压器空载运行时，在主控制室用电动操作按钮试操作一个（升—降）循环，各项指示正确，极限位置的电气闭锁可靠，方可调至调度要求的分接头位置带负荷运行，并应加强监视。

（5）值班人员进行有载调压操作时，必须逐档调节，注意电压和电流的指示是否在调压范围内，位置指示器、计数器是否对应正确，并检查瓦斯继电器及油位、油色等是否正常，做好记录。对分相安装的有载分接开关应注意传动连杆是否完好，三相操作是否同步。

（6）运行中有载分接开关的瓦斯继电器发出信号或分接开关油箱换油时，禁止操作，并拉开调压装置电源刀闸。分接开关油箱换油时，还应将控制箱内电源断开。

（7）有载分接开关在极性档之间进行远方调压过程中，若出现电源中断，极性选择开关可能会出现不到位现象，应立即切断电源，手动操作到符合要求的位置上。

（8）有载开关切换时发生滑档、超时或机构异常等情况，应按下“急停”按钮或拉开电动机电源，停止调压操作，汇报领导，进行检查处理。

（9）有载调压操作有远控（监控后台/测控屏/控制屏）、近控（总控制箱）、就地（分相机构箱）3种操作方式。正常运行应采用远控或近控操作，不允许就地操作。就地操作，只能在异常情况或检修时采用。就地操作一般采用电动操作，只有在电动操作回路或电动机

故障后，方可进行手动操作。

（10）两台有载调压变压器并联运行时，允许在85%变压器额定负荷电流及以下的情况下进行分接变换操作，不得在单台变压器上连续进行两个分接变换操作，必须在一台变压器的分接变换完成后再进行另一台变压器的分接变换操作。每进行一次变换后，都要检查电压和电流的变化情况，防止过负荷。

（11）在下列情况下，禁止调压操作：

1）有载轻瓦斯保护动作发出信号时。

2）有载开关油箱内绝缘油劣化不符合标准。

3）有载开关油箱的油位异常。

4）变压器过负荷时，不宜进行调压操作；过负荷1.2倍时，禁止调压操作。

（12）有载调压装置调整次数。

1）110～500kV变压器每天不超过10次，自动调压装置动作次数超过上述规定，视为频繁动作，应做调整。

2）有载调压开关严禁一次连续调节3档以。

3）调压时每调一个分接，间隔不少于1min。

（13）定期检查切换开关绝缘筒内油的污损程度，调整次数达1000次后进行一次油样化验，检查出油的耐压值低于40kV时，每年必须更换一次新油；有载调压开关动作5000次或工作5年以上后，必须进行吊心检修。

（14）有载调压开关因内部故障，气体继电器动作跳停主变压器高、低压侧开关时，切不可误认为主变压器故障，应立即检查确认哪个信号继电器动作而引起。

（15）超压保护爆破盖在有载调压分接开关顶部，当切换开关内部发生故障，油箱内的压力超过2kg/cm^{2}时，超压保护盖爆破（此保护无信号，只能根据气体继电器保护动作来判断）。

（16）在检查有载调压分接开关顶部时，注意不能用脚踩防爆盖。

10.5.5.4　瓦斯继电保护装置运行

（1）对变压器瓦斯继电器，应经检查校验合格，动作试验正确，方可投运。一般情况下规定重瓦斯接跳闸，轻瓦斯接信号。特殊情况下的调整，经公司总工程师批准后方可执行。

（2）变压器起动冲击时，重瓦斯保护必须投跳闸。变压器在运行中，瓦斯保护和差动保护必须投入。如因工作需要，差动保护和重瓦斯保护也不得同时停用。

（3）运行中的变压器在进行下列工作时，应先征得设备保全部领导同意，将本体重瓦斯（跳闸）改接信号，才能许可工作。工作完毕，变压器放尽空气后，向设备保全部领导汇报，根据设备保全部领导指令，将重瓦斯重新投入跳闸：

1）带电滤油或加油；

2）瓦斯继电器进行检查试验及其保护路上工作或发生直流接地；

3）为查找油面异常升高原因而打开有关放气、放油塞。

（4）变压器加油或滤油后，应静置24h，待完全排除空气气泡时，才可将瓦斯继电器保护装置重新投入运行。

（5）变压器运行中，有载调压开关进行下列工作时，应先征得设备保全部领导同意，

将有载调压重瓦斯改接信号，才能许可工作，工作结束后应将重瓦斯保护接跳闸：

1）有载开关进行加油、放油。

2）瓦斯继电器进行检查试验及其保护路上工作或发生直流接地。

3）为查找有载开关油面异常升高原因而打开有关放气、放油塞。

（6）变压器由运行改为备用时，瓦斯保护装置应正常工作，其目的是能够发现变压器油面下降以便及时补油。

（7）变压器沿瓦斯继电器管道方向应有 1% ~1.5% 的升高坡度，瓦斯继电器应加装防雨罩壳，装设牢固，并且不妨碍巡视检查，压力释放阀应具备防潮和防进水的功能。

（8）主变压器本体瓦斯继电器有气体时，运行人员应及时汇报，抽取气样工作应由设备保全部领导指派专业技术人员完成。技术人员应认清瓦斯继电器与一次设备带电部位的相对位置，保持足够的安全距离，并做好防止坠落的安全措施，不允许将重瓦跳闸出口压板停用。取气时认清放气按钮（即气塞），防止误揿重瓦斯试验（探针）按钮，引起重瓦斯误动事故。如果取气工作点与中性点设备不满足规定的安全距离，则由技术人员向设备保全部领导申请因瓦斯放气原因需合上中性点接地开关，经设备保全部领导许可后开始取气工作，工作结束后，在技术人员监护下，由总降值班人员拉开中性点接地开关，再向设备保全部领导汇报。

（9）有载调压装置瓦斯继电器抽取气样或放气时，进行瓦斯继电器放气工作之前应将就地的有载调压开关电源拉开，同时还必须在远方（后台监控电脑上）将该台主变压器有载调压装置无功优化系统封锁。工作时应采取防止重瓦斯误动的措施。

（10）当油位计上指示的油面有异常升高的迹象时，为查明油面升高的原因，在未取下瓦斯继电器跳闸压板前，禁止打开各种放气或放油的塞子及阀门清理呼吸器的孔眼和其他工作，以防瓦斯继电器误动作跳闸。

（11）在检修变压器时，应切断瓦斯继电器保护装置的电源。

（12）变压器的压力释放阀触点宜作用于信号。

10.5.5.5　变压器运行注意事项

（1）主变压器冷却器交流工作电源应具备三相电源监测回路，保证任一相电源失去均能可靠自投，否则应做好预案。

（2）变压器外壳应有两根接地线与接地网不同位置连接；中性点接地应有两根分别引向不同地点的水平接地体；铁心接地引出线（包括铁轭有单独引出的接地引线）的规格和与油箱间的绝缘应满足设计的要求，接地引出线可靠接地。

10.5.5.6　绝缘油

（1）新油特别是补充添加油应经验收合格后方可使用。严禁不同种类或不同用处的油混合使用。

（2）需要添加油时，尽量使用同油源同牌号的合格油，或必要时先做混油试验，确认可行后方可添加。

（3）绝缘油介质损耗因数超标的应进行滤油或换油处理。

（4）如油介质损耗因数超标且本体介质损耗因数也超标或接近超标、绝缘电阻明显下降的，除进行油处理外，还应对变压器器身进行干燥处理。

10.5.5.7 非电量继电保护定值整定方法和要求

（1）变压器本体非电量保护一般设置

主油箱气体继电器：重瓦斯跳闸，轻瓦斯投信号

有载分接开关重气体继电器：跳闸

主油箱油位计 高、低：油位报警

有载分接开关油位计 高、低：油位报警

主油箱压力释放阀（2PCs）：投信号

有载调压装置压力释放阀：跳闸

油温指示计（2PCs）：油温过高报警、无人站报警或跳闸

油流继电器：油流停止报警

冷却系统交流电源故障：正常电源或备用电源故障报警

冷却器故障：油泵、风扇故障报警

冷却器全停：有人站报警、无人站延时跳闸

绕组温度计（3PCs）：温度过高报警

一组三相以及并列运行变压器组分接头位置不一致时：报警

两组变压器分接头位置不一致：报警

有载分接开关直流电流故障：报警

有载分接开关交流电流故障：报警

在线气体监控系统：报警

（2）所有的非电量保护装置都应是经过校验且符合性能要求的。

（3）所有非电量保护装置均应有防水措施，电缆接头均做防水处理。电缆敷设在电缆桥架内的，桥架底部应有排水孔；敷设在电缆沟内时，应注意电缆与沟底面的距离应尽可能高，且电缆沟一般应为地上明沟，其地底面应高于周围地面。不允许使用橡皮电缆，所有电缆不得直接置于油箱表面走线；禁止使用电缆转接盒。

10.5.6 变压器的异常和事故处理

10.5.6.1 异常和事故处理的一般原则

（1）变压器有下列情况之一者，应立即将其停运：

1）变压器内部音响很大，不均匀，有爆裂声。

2）变压器严重漏油，油面急剧下降且低于最低限值，并无法堵漏，油位还在继续下降。

3）压力释放阀或防爆管喷油或变压器冒烟、着火。

4）套管有严重的破损漏油和放电现象。

5）在正常负荷和冷却条件下，非油温计故障引起的上层油温指示异常升高，而且还在继续急剧上升。

6）变压器冒烟着火。

7）油色变化过甚，油内出现炭质等。

8）瓦斯继电器动作，经检查确为变压器内部出现故障现象。

（2）变压器有下列情况之一者，应加强监视和检查，判断原因，并立即汇报设备保全

部领导，采取相应措施：

1）变压器有异常声音。

2）在负荷、冷却条件正常的情况下，变压器温度不断上升。

3）各侧套管桩头及连接引线有发热现象。

4）变压器储油柜及套管渗漏油，储油柜油位异常或告警。

5）轻瓦斯动作发出信号。

6）压力释放或压力突变继电器发出信号。

7）变压器在线监测装置读数突然上升。

8）呼吸器堵塞。

9）冷却装置故障。

（3）变压器的重瓦斯和差动保护同时动作跳闸，未经查明原因并消除故障前，不得进行强送和试送。

（4）变压器后备保护动作跳闸，应对变压器进行外部检查，只有在查明故障点并有效隔离后，方可对变压器试送一次。

（5）变压器内部故障跳闸后，应尽快切除全部冷却器，避免故障中产生的游离碳和金属微粒进入非故障部分。

（6）变压器在运行中有任何不正常现象时（如漏油、储油柜内油面高度异常、发热不正常、音响不正常等），均应及时采取措施将其消除，并向设备保全部领导汇报，经过情况应记入交接班记录簿或设备缺陷记录簿内。

（7）如发现异常情况非停运变压器不能消除且威胁整体的可靠性时，在向设备保全部领导和公司生产调度汇报后，按倒闸操作规程停止变压器运行，然后按电气事故处理有关条款处理。

10.5.6.2　异常情况判断及处理

1. 异常声音的处理

（1）变压器声响明显增大，内部有爆裂声时，应立即查明原因并采取相应措施，如对变压器进行电气、油色谱、绕组变形测试等试验检查。有条件者可进行变压器空载、负载试验，必要时还应对变压器进行吊罩检查。

（2）若变压器响声比平常增大而均匀时，应检查电网电压情况，确定是否为电网电压过高引起，如中性点不接地、电网单相接地或铁磁共振等，另一种也可能是变压器过负荷、负载变化较大（如大电机、电弧炉等）、谐波或直流偏磁作用引起。

（3）声响较大而嘈杂时，可能是变压器铁心、夹件松动的问题，此时仪表一般正常，变压器油温与油位也无大变化，应将变压器停运，进行检查。

（4）音响夹有放电的“吱吱”声时，可能是变压器器身或套管发生表面局部放电。若是套管的问题，在气候恶劣或夜间时，可见到电晕或蓝色、紫色的小火花，应先清除套管表面的脏污，再涂 RTV 涂料或更换套管。如果是器身的问题，把耳朵贴近变压器油箱，则可能听到变压器内部由于有局部放电或接触不良而发出的“吱吱”或“噼啪”声，此时应停止变压器运行，检查铁心接地或进行吊罩检查。

（5）若声响中夹有水的沸腾声时，可能是绕组有较严重的故障或分接开关接触不良而局部严重过热引起，应立即停止变压器的运行，进行检修。

（6）当响声中夹有爆裂声时，既大又不均匀，可能是变压器的器身绝缘有击穿现象，应立即停止变压器的运行，进行检修。

（7）响声中夹有连续的、有规律的撞击或摩擦声时，可能是变压器的某些部件因铁心振动而造成机械接触。如果是箱壁上的油管或电线处，可增加距离或增强固定来解决。另外，冷却风扇（或油泵）的轴承磨损等也发出机械摩擦的声音，应确定后进行处理。

2. 变压器过负荷

（1）记录过负荷起始时间、负荷值及当时环境温度。

（2）手动投入全部冷却器。

（3）将过负荷情况向公司生产调度汇报，要求采取措施降负荷。并向设备保全部领导汇报。根据本变压器的过负荷规定及限值，对正常过负荷和事故过负荷的幅度和时间进行监视和控制。

（4）对过负荷变压器特巡，检查风冷系统运转情况及各连接点有无发热情况。

（5）指派专人严密监视过负荷变压器的负荷及温度，若过负荷运行时间已超过允许值时，应立即汇报调度。

3. 变压器超温

（1）核对是否由于温度表、变送器等故障引起，汇报设备保全部总降主管，进行处理。应通过比较安装在变压器上的几只不同温度计读数，并充分考虑气温、负荷的因素，判断是否为变压器温升异常。如果变压器本体温度计显示正常，而后台监控电脑及安装于室内综保屏上的数显表显示不正常，则可能是变送器或数显表或电缆损坏所致；如果只有某一通道变压器本体温度计、数显表、后台监控电脑都显示不正常，则应进行详细检查。

（2）变压器油温异常升高应进行的检查工作：

1）检查变压器的负载和冷却介质的温度，并与在同一负载和冷却介质温度下正常的温度核对；

2）核对测温装置准确度；

3）检查变压器冷却装置（或变压器室）的通风情况；

4）检查变压器有关蝶阀开闭位置是否正确，检查变压器油位情况；

5）检查变压器的气体继电器内是否积聚了可燃气体；

6）检查系统运行情况，注意系统谐波电流情况；

7）进行油色谱试验；

8）必要时进行变压器预防性试验。

（3）若温度升高的原因是由于冷却系统的故障，且在运行中无法修复，应外加风机冷却并立即安排修理；若外加风机后温度不能降到 95℃ 以下，则应调整变压器的负荷至允许运行温度的相应容量，并尽快安排处理。

（4）若经检查分析是变压器内部故障引起的温度异常，则立即停运变压器，尽快安排处理。

（5）若因变压器过负荷运行引起，在顶层油温超过 85℃ 时（强油风冷变压器 75℃），应立即降低负荷。

（6）在正常负荷和冷却条件下，变压器油温不正常并不断上升，且经检查证明温度指示正确，则认为变压器已发生内部故障，应立即将变压器停运。变压器在各种超额定电流下

运行，且温度持续升高，应及时向调度汇报，顶层油温不应超过 85℃（强油风冷变压器 75℃）。

（7）变压器的很多故障都有可能伴随急剧的温升，应检查运行电压是否过高、套管各个端子和母线或电缆的连接是否紧密，有无发热迹象。冷却风扇和油泵出现故障、温度计损坏、散热器阀门没有打开等均有可能导致变压器油温异常。

（8）如系原因不明的异常升高，必须立即汇报设备保全部领导，进行检查处理。

4. 变压器油位过高或过低

（1）油位过高的原因。

1）油位计故障；

2）储油柜内胶囊下积有气体；

3）呼吸器堵塞；

4）变压器温度急剧升高。

（2）油位过低的原因。

1）油位计故障；

2）储油柜内胶囊破裂；

3）变压器漏油。

（3）油位过高或过低的处理。

1）发现油位过高或过低时，立即汇报设备保全部总降主管，及时处理。运行中进行处理时，应防止重瓦斯误动；

2）当油位计的油面异常升高或呼吸系统有异常，需打开放气或放油阀时，应先将重瓦斯改接信号；

3）变压器油位因温度上升有可能高出油位指示极限，经查明不是假油位所致时，则应放油，使油位降至与当时油温相对应的高度，以免溢油；

4）油位计带有小胶囊时，如发现油位不正常，先对油位计加油，此时需将油表呼吸塞及小胶囊室的塞子打开，用漏斗从油表呼吸塞处缓慢加油，将囊中空气全部排出，然后打开油表放油螺栓，放出油表内多余油量（看到油表内油位即可），关上小胶囊室的塞子，注意油表呼吸塞不必拧得太紧，以保证油表内空气自由呼吸。

5. 冷却器故障

（1）运行中的单组冷却器故障，应立即将备用冷却器投入运行，并对故障冷却器进行检查，汇报设备保全部总降主管，进行处理。

（2）冷却器全停后，应立即汇报设备保全部领导，并指定专人监视，记录变压器的负荷与温度，同时立即设法尽快恢复冷却器运行。并对变压器应进行不间断监视，运行时间及上层油温超过规定时，应立即汇报公司领导将变压器停运。

（3）散热器出现渗漏油时，应采取堵漏油措施。如采用气焊或电焊，要求焊点准确，焊缝牢固，严禁将焊渣掉入散热器内。

（4）当散热器表面油垢严重时，应清扫散热器表面，可用金属去污剂清洗，然后用水冲净晾干，清洗时管接头应可靠密封，防止进水。

6. 压力释放装置动作及冒油

（1）压力释放装置动作。

汇报设备保全部领导，指派专人取本体油样及气体进行分析。当压力释放阀恢复运行时，应手动复归其动作标杆。可进行以下检查：

1）检查瓦斯继电器内气体情况，瓦斯保护的动作情况。

2）检查呼吸器的管道是否畅通。

3）各个附件是否有漏油现象。

4）外壳是否有异常情况。

5）二次回路是否有故障。

（2）压力释放阀冒油的处理。

1）压力释放阀冒油而变压器的气体继电器和差动保护等电气保护未动作时，应立即取变压器本体油样进行色谱分析，如果色谱正常，则怀疑压力释放阀动作是其他原因引起。

① 检查变压器本体与储油柜连接阀是否已开启、吸湿器是否畅通、储油柜内气体是否排净，防止由于假油位引起压力释放阀动作。

② 检查压力释放阀的密封是否完好，必要时更换密封胶垫。

③ 检查压力释放阀升高座是否设放气塞，如无应增设，防止积聚气体因气温变化发生误动。

④ 如条件允许，可安排时间停电，对压力释放阀进行开启和关闭动作试验。

2）压力释放阀冒油，且瓦斯保护动作跳闸时，在未查明原因，故障未消除前不得将变压器投入运行。若变压器有内部故障的征象时，应做进一步检查。

7. 套管渗漏、油位异常和末屏有放电声的处理

（1）套管严重渗漏或瓷套破裂时，变压器应立即停运。更换套管或消除放电现象，经电气试验合格后方可将变压器投入运行。

（2）套管油位异常下降或升高，应检测油位，确认套管发生内漏（即套管油与变压器油已连通）时，应安排检修处理。当确认油位已漏至金属储油柜以下时，变压器应停止运行，进行处理。

（3）套管末屏有放电声时，应将变压器停止运行，并对该套管做试验，确认没有引起套管绝缘故障，对末屏可靠接地后方可将变压器恢复运行。

8. 有载分接开关缺陷的处理

（1）有载分接开关与电动机构分接位置不一致时，故障原因一般为分接开关与电动机构连接错误、连杆松动或脱落，应查明原因并进行连接校验。

（2）当全部分接位置的电动机构与远方控制分接位置指示不一致时，一般为电动机构内的位置转换器与分接开关的位置错位，排除方法为对电动机构的位置转换器与分接开关的实际位置进行校验，使远方控制分接位置与分接开关的实际位置相一致。

9. 瓦斯保护动作

（1）轻瓦斯动作发出信号可能有以下原因引起：

1）滤油、加油、换油、呼吸器及冷却装置工作后空气进入变压器；

2）油温骤降或漏油使油位降低；

3）变压器内部发生轻微故障；

4）二次回路或瓦斯继电器本身故障；

5）油泵进油管道连接头漏油造成负压空气进入变压器本体；

6）发生穿越性短路；

7）有载开关本体密封不良，频繁动作。

（2）瓦斯保护动作跳闸后（即重瓦斯动作），立即上报设备保全部领导和公司生产调度，原因不清，故障未排除，不得试送。为查明原因应重点考虑下列因素：

1）变压器外观有无明显反映故障性质的异常现象；

2）压力释放阀动作情况；

3）是否呼吸不畅或排气未尽；

4）气体继电器内积存的气体量及是否可燃；

5）是否发生穿越性故障，继电器触点误动；

6）保护及直流等二次回路是否正常；

7）变压器其他继电保护装置动作情况。

（3）瓦斯动作的处理。

1）轻瓦斯动作发出信号，首先记准动作时间，复归音响信号，查看并分清是变压器本体轻瓦斯动作还是有载调压开关轻瓦斯动作，不要急于复归信号，然后查看变压器本体或有载调压开关储油柜上的油位及瓦斯继电器的充气量是否正常。再将哪种轻瓦斯动作及查看情况向设备保全部领导汇报，并做好记录，报警信号待总降主管检查后由其复归。

2）轻瓦斯频繁动作发出信号，应记录每次动作的间隔时间，汇报总降主管及设备保全部领导，加强监视，总降主管要及时收集气样进行分析。

3）轻瓦斯动作时瓦斯气体经过鉴别（见表 10-59），如属空气，则变压器可以继续运行，但要加强监视。如属特征气体，说明变压器内部有局部过热或放电故障，应将情况向设备保全部领导和公司领导汇报，决定变压器是否停运，并同时进行色谱分析。

表 10-59　气体鉴别对照表

序　　号	气 体 性 质	燃 烧 试 验	故 障 性 质
1	无色无味	不可燃	空气
2	黄色	不易燃	木质故障
3	淡灰色恶臭	可燃	纸或纸板故障
4	灰色或黑色	易燃	油或铁心故障

4）检查气体是否可燃时，必须特别小心，不要将火靠近继电器的顶端。

5）气体颜色的鉴别必须迅速进行，否则经过一定时间，颜色即会消失（有色物质沉淀）。

6）如瓦斯继电器的动作原因，不是由于空气侵入变压器而引起，则应检查油的闪光点，若闪光点较过去降低 50℃以上，则说明变压器内部已有故障，必须将变压器停止运行。

7）若瓦斯继电器保护装置的信号因油内剩余空气分离出而动作时，技术人员应放出瓦斯继电器内积聚的空气，并注意这次信号与下信号动作的间隔时间。

8）若信号动作的时间逐渐缩短，就表示开关即将跳闸，此时应将瓦斯继电器只与信号连接，并报告生产设备保全部领导（每次动作时间应记录）。

（4）如果变压器因瓦斯继电器动作而跳闸时，首先应再次确认 SF_6断路器已经断开，之后按倒闸操作规程断开高低压侧开关，再按电气事故处理规程有关条款处理；然后再检查瓦

斯继电器动作的原因，经检查证明是可燃性气体而使保护装置动作时，则变压器在未经检查并试验合格前不许再投入运行。由设备保全部领导协调相关部门，根据生产情况合理调整负荷，可将 10kV 隔离开关、联络开关合上，用一台主变压器加带事故变压器的部分重要负荷，但必须加强巡视。

10. 差动保护动作

（1）差动保护动作的原因。

1）变压器内部故障；

2）变压器各侧差动 CT 至变压器的设备发生故障；

3）差动保护二次回路故障或保护误动。

（2）差动保护动作的检查处理。

1）变压器各侧差动 CT 范围内的设备，有无闪络或破裂痕迹，变压器套管是否良好；

2）变压器油面、油温是否正常；

3）瓦斯保护和压力释放阀是否动作，瓦斯继电器内是否充满油；

4）差动继电器及二次回路有无不正常现象；

5）各侧供电线路有无保护动作；

6）差动保护动作跳闸，应立即汇报设备保全部领导，并进行故障点查找。若经专业检查试验确认保护误动（如励磁涌流造成误动），可以重新投入；若非保护或二次回路故障造成的保护误动，不论变压器有无故障，均不准投入运行，必须对变压器进行试验确证无问题后，方可投入运行。

11. 变压器后备保护动作

（1）检查跳闸开关下级的有关回路的各种保护的动作情况，判定变压器开关是否属越级跳闸。

（2）如查明属越级跳闸，应拉开拒跳开关，恢复主变压器开关，向总降主管汇报。

（3）如查明不属越级跳闸，应检查跳闸开关保护范围内的连接导体和有关设备有无短路故障，检查保护二次回路有无异常现象，将检查情况向总降主管及设备保全部领导汇报。

（4）经详细检查，确认变压器的差动和瓦斯保护均未动作，且无动作的故障迹象，变压器亦无异常温升，表明变压器跳闸并非内部故障所引起，变压器可不经内部检查，由设备保全部领导发令重新合闸投入运行，但值班人员应加强监视。

12. 铁心多点接地

铁心多点接地而接地电流较大时，应立即安排检修处理。在缺陷消除以前，可采取措施将接地电流限制在 300mA 以内，并加强监视。

13. 套管爆炸

（1）首先应检查变压器 SF_6 开关是否已跳闸，然后按倒闸操作规程断开故障变压器各侧开关，并立即停止冷却风机。然后报告设备保全部领导。

（2）应进行的检查工作：

1）检查保护装置动作情况；

2）查看其他运行变压器及各线路的负荷情况；

3）检查变压器有无着火等情况，检查消防设施是否启动；

4）检查套管爆炸引起其他设备的损坏情况。

（3）现场有着火情况时，应先报警并隔离变压器，迅速采取灭火措施。处理事故时，首先应保证人身安全。注意油箱爆裂情况。

（4）应立即将情况向调度及有关部门汇报。

（5）应根据调度指令进行有关操作。

（6）若检修人员不能立即到达现场，必要时在做好安全措施后，采取措施以避免雨水或杂物进入变压器内部。

14. 变压器着火

（1）变压器发生火灾是十分严重的事故。因为变压器不仅有大量绝缘油，而且其许多绝缘材料都是易燃品，若不及时扑灭火灾，变压器可能发生爆炸或火灾蔓延扩大。

（2）运行中的变压器着火的常见原因：

1）由于变压器的套管破损或闪络，油在储油柜的压力下流出；

2）铁心穿心螺栓的绝缘和铁心硅钢片间的绝缘损坏；

3）高压绕组或低压绕组的层间短路；

4）引出线混线或引出线触碰油箱；

5）长时间过负荷造成变压器大量发热或局部产生电弧。

（3）变压器着火时，应按以下方法进行处理：

1）立即按倒闸操作规程拉开变压器各侧断路器和冷却风机、油泵、在线滤油装置的电源，在保证人身安全的前提下迅速启用灭火装置；

2）在只有一个值班人员情况下，先向设备保全部领导及公司值班调度汇报，根据火情大小再决定是否向 119 报警；

3）如果油从上部溢出，应打开下部油门，将油位降低；

4）如果油箱炸裂，应迅速将油箱中的油全部排出，使之流入贮油坑或贮油槽，并将残油燃烧的火焰扑灭；

5）灭火时要使用不导电的二氧化碳、干粉、四氯化碳等灭火剂。不得已时，对溢流于地面或坑、槽内的油火可用砂子、泥土扑灭，严禁使用水或普通灭火器灭火；

6）公司值班调度接到汇报后应立即通知相关部门、分厂启动应急预案，同时抽调部分分厂电气人员及其他后勤人员自带灭火器等紧急赶往总降，在总降电气专业人员统一指挥下进行施救。

10.5.7 变压器常用标准

变压器是变电站最关键的核心设备，是运行维护工作的重点，涉及的专业知识也最广，现将变压器常用的相关标准名称汇总如下，见表 10-60。

表 10-60 变压器常用标准

序号	标 准 号	标 准 名 称	备 注
1	GB 1094. 1—2013	电力变压器 第 1 部分：总则	基本标准
2	GB 1094. 2—2013	电力变压器 第 2 部分：液浸式变压器的温升	
3	GB 1094. 3—2003	电力变压器 第 3 部分：绝缘水平、绝缘试验和外绝缘空气间隙	
4	GB 1094. 4—2005	电力变压器 第 4 部分：电力变压器和电抗器的雷电冲击和操作冲击试验导则	

（续）

序号	标　准　号	标 准 名 称	备　　注
5	GB 1094. 5—2008	电力变压器　第 5 部分：承受短路的能力	基本标准
6	GB/T 1094. 6—2011	电力变压器　第 6 部分：电抗器	
7	GB/T 1094. 7—2008	电力变压器　第 7 部分：油浸式电力变压器负载导则	
8	GB/T 1094. 10—2003	电力变压器　第 10 部分：声级测定	
9	GB/T 1094. 10. 1—2008	电力变压器　第 10. 1 部分：声级测定　应用导则	
10	GB 1094. 11—2007	电力变压器　第 11 部分：干式变压器	
11	GB/T 1094. 12—2013	电力变压器　第 12 部分：干式电力变压器负载导则	
12	GB/Z 1094. 14—2011	电力变压器　第 14 部分：采用高温绝缘材料的液浸式变压器的设计和应用	
13	GB/T 1094. 16—2013	电力变压器　第 16 部分：风力发电用变压器	
14	JB/T 3837—2010	变压器类产品型号编制方法	选择使用
15	GB/T 17468—2008	电力变压器选用导则	
16	GB/T 13499—2002	电力变压器应用导则	
17	GB/T 6451—2015	三相油浸式电力变压器技术参数和要求	技术参数和要求
18	GB 25446—2010	油浸式非晶合金铁心配电变压器技术参数和要求	
19	GB 25438—2010	三相油浸式立体卷铁心配电变压器技术参数和要求	
20	GB 22072—2008	干式非晶合金铁心配电变压器技术参数和要求	
21	GB/T 10228—2015	干式电力变压器技术参数和要求	
22	JB/T 2426—2004	发电厂和变电所自用三相变压器技术参数和要求	
23	JB/T 10088—2004	6kV ~ 500kV 级电力变压器声级	
24	GB 24790—2009	电力变压器能效限定值及能效等级	能效
25	GB 20052—2013	三相配电变压器能效限定值及能效等级	
26	DL/T 985—2012	配电变压器能效技术经济评价导则	
27	GB/T 13462—2008	电力变压器经济运行	经济运行
28	GB/50148—2010	电气装置安装工程　电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范	安装验收
29	DL/T 572—2010	电力变压器运行规程	运行维护
30	DL/T 573—2010	电力变压器检修导则	
31	DL/T 574—2010	变压器分接开关运行维护导则	
32	JB/T 501—2006	电力变压器试验导则	试验
33	GB 50150—2006	电气装置安装工程电气设备交接试验标准	
34	DL/596—1996	电力设备预防性试验规程	
35	GB/T 2536—2011	电工流体 变压器和开关用的未使用过的矿物绝缘油	变压器油
36	GB/T 7595—2008	运行中变压器油质量	
37	GB/T 14542—2005	运行变压器油维护管理导则	
38	GB/T 7252—2001	变压器油中溶解气体分析和判断导则	
39	DL/T 722—2014	变压器油中溶解气体分析和判断导则	
40	DL/T 1419—2015	变压器油再生与使用导则	
41	GB 10230. 1—2007	分接开关　第 1 部分：性能要求和试验方法	分接开关
42	GB 10230. 2—2007	分接开关　第 2 部分：应用导则	

（续）

序号	标 准 号	标 准 名 称	备 注
43	DL/T 1386—2014	电力变压器用吸湿器选用导则	吸湿器
44	DL/T 984—2005	油浸式变压器绝缘老化判断导则	老化判断
45	DL/T 1093—2008	电力变压器绕组变形的电抗法检测判断导则	
46	JB/T 3955—2006	矿用一般型电力变压器（用于10kV及以下、容量不超过1000kVA）	配变
47	GB/T 25289—2010	20kV油浸式配电变压器技术参数和要求	
48	DL/T 1102—2009	配电变压器运行规程（用于10kV及以下、容量不超过2500kVA。）	
49	GB/T 28180—2011	变压器环境意识设计导则	环保
50	GB/T 17623—1998	绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱测定法	在线监测
51	Q/GDW 536—2010	变压器油中溶解气体在线监测装置技术规范（国网公司标准）	
52	DL/Z 249—2012	变压器油中溶解气体在线监测装置选用导则	
53	DL/T 1433—2015	变压器铁心接地电流测量装置通用技术条件	
54	DL/T 1355—2014	变压器油中糠醛含量的测定　液相色谱法	
55	DL/T 703—2015	绝缘油中含气量的气相色谱测定法	
56	Q/GDW 169—2008	油浸式变压器（电抗器）状态评价导则	状态检修
57	Q/GDW 170—2008	油浸式变压器（电抗器）状态检修导则	
58	Q/GDW 11085—2013	110（66）kV—750kV油浸式变压器（电抗器）技术监督导则	技术监督
59	JB/T 10778—2006	三相油浸式调容变压器	调压高过载配变
60	Q/GDW 11190—2014	农网高过载能力配电变压器技术导则	

10.6　中性点设备

10.6.1　中性点接地方式概述

（1）中性点接地方式是指配电系统中性点与大地间电气连接的方式，又称中性点运行方式。其分类如下：

1）有效接地方式（又称大电流接地方式）：系统零序与正序电抗之比（X_0/X_1）为正值且不大于3，而其零序电阻与正序电抗之比（R_0/X_1）为正值且不大于1。它又可分为直接接地、经电抗接地、经低（小）电阻接地3种方式。其共同特点是：单相接地故障时不会引起过电压，继电保护配置比较容易，但会引起跳闸，影响供电可靠性。

2）非有效接地方式（又称小电流接地方式）：它又可分为不接地、经低电阻接地 、经高电阻接地 、谐振接地4种方式。其共同特点是：接地电流较小，对电气设备、通信和人身造成的危害较小；三相之间线电压基本保持不变，不影响对负荷的供电。发生单相接地时一般允许带故障持续运行2h，这就给运行维护人员提供了检查处理的时间，即便检查后发现必须停电处理，也给企业生产系统提供了减产、停产、停电、必要时投入保安电源的时间，降低了故障造成的损失。而据国内外统计，单相接地故障约占接地故障的90%以上。

（2）高电阻、低电阻、谐振接地的概念。

中性点高电阻接地方式：系统中至少有一根导线或一点经过高电阻接地，系统等值零序电阻不大于系统单相对地分布容抗，且系统接地故障电流不大于10A。

中性点低电阻接地方式：系统中至少有一根导线或一点经过低电阻接地，系统等值零序电阻不小于2倍系统等值零序感抗。

中性点谐振接地方式：系统中至少有一根导线或一点经过电感接地，用于补偿系统单相接地故障电流的容性分量。

（3）国家标准中系统接地方式的规定。

在我国绝大部分110kV、220kV系统及所有220kV以上系统均为有效接地系统，个别雷电活动较强的山岳丘陵地区的110kV、220kV系统和所有3～66kV系统为非有效接地系统。相关标准有：

DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》；

GB/T 50064—2014《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》。

以下摘自GB/T 50064—2014。

3.1.1　中性点有效接地方式应符合下列规定：

110～750kV系统中性点应采用有效接地方式。在各种条件下系统的零序与正序电抗之比（X_0/X_1）应为正值并且不应大于3，而其零序电阻与正序电抗之比（R_0/X_1）不应大于1。

110kV及220kV系统中变压器中性点可直接接地；部分变压器中性点也可采用不接地方式。

330～750kV系统中变压器中性点应直接接地或经低阻抗接地。

3.1.3　中性点不接地方式应符合下列规定：

1　35kV、66kV系统和不直接连接发电机，由钢筋混凝土或金属杆塔的架空线路构成的10～20kV系统，当单相接地故障电容电流不大于10A时，可采用中性点不接地方式；当大于10A又需在接地故障条件下运行时，应采用中性点谐振接地方式。

2　不直接连接发电机、由电缆构成的10～20kV系统，当单相接地故障电容电流不大于10A时，可采用中性点不接地方式；当大于10A又需在接地故障条件下运行时，宜采用中性点谐振接地方式。

3.1.4　6～35kV主要由电缆线路构成的配电系统、发电厂用电系统、风力发电场集电系统和除矿井的工业企业供电系统，当单相接地故障电容电流较大时，可采用中性点低电阻接地方式。变压器中性点电阻器的电阻，在满足单相接地继电保护可靠性和过电压绝缘配合的前提下宜选较大值。

3.1.5　6kV和10kV配电系统以及发电厂用电系统，当单相接地故障电容电流不大于7A时，可采用高电阻接地方式，故障总电流不应大于10A。

3.1.6　6～66kV系统采用中性点谐振接地方式时应符合下列要求：

1　谐振接地宜采用具有自动跟踪补偿功能的消弧装置；

2　正常运行时，自动跟踪补偿消弧装置应确保中性点的长时间电压位移不超过系统标称相电压的15%；

3　采用自动跟踪补偿消弧装置时，系统接地故障残余电流不应大于10A。

6　自动跟踪补偿消弧装置的消弧部分应符合下列要求：

1）消弧部分宜接于YN，d或YN，yn，d接线的变压器中性点上，也可接在ZN，yn接线的变压器中性点上，不应接于零序磁通经铁心闭路的YN，yn接线变压器；

7　当电源变压器无中性点或中性点未引出，应装设专用接地变压器以连接自动跟踪补

偿消弧装置，接地变压器容量应与消弧部分的容量相配合。对于新建变电站，接地变压器可根据站用电的需要兼作站用变压器。

注：GB/T 50064—2014 与 DL/T 620—1997 在某些方面差别很大，如对于 3～10kV 电缆线路构成的系统，DL/T 620—1997 要求当单相接地故障电容电流不超过 30A 值时，应采用不接地方式，而 GB/T 50064—2014 要求单相接地故障电容电流不大于 10A。

（4）系统对地电容电流超标的危害。

实践表明中性点非有效接地系统也存在许多问题，随着电缆出线增多，10kV 配电网络中单相接地电容电流将急剧增加，当系统电容电流超过标准规定后，将带来一系列危害，具体表现如下：

1）当发生间歇弧光接地时，可能引起高达 3.5 倍相电压的弧光过电压，引起多处绝缘薄弱的地方放电击穿和设备瞬间损坏，使小电流供电系统的可靠性这一优点大受影响。

2）配电网的铁磁谐振过电压现象比较普遍，时常发生电压互感器烧毁事故和熔断器的频繁熔断，严重威胁着配电网的安全可靠性。

3）当有人误触带电部位时，由于受到大电流的烧灼，加重了对触电人员的伤害，甚至伤亡。

4）当配电网发生单相接地时，电弧不能自灭，很可能破坏周围的绝缘，发展成相间短路，造成停电或损坏设备的事故；因小动物造成单相接地而引起相间故障致使停电的事故也时有发生。

5）配电网对地电容电流增大后，对架空线路来说，树线矛盾比较突出，尤其是雷雨季节，因单相接地引起的短路跳闸事故占很大比例。

（5）常用的中性点接地设备有：自动跟踪补偿消弧线圈装置，微机型消弧消谐高电压保护装置。

10.6.2　中性点经小电阻接地方式

（1）中性点经小电阻直接接地，设备及线路发生单相接地故障时，保护应动作跳闸。

（2）主变压器运行中，禁止进入中性点接地电阻箱内工作。

（3）中性点小电阻的巡视检查包括如下：

1）本体。

① 完好、清洁、无锈蚀、无变形、无发热。

② 无异声、无异味。

③ 无异常振动、无异常放电声。

2）导引线。

① 引线线夹压接牢固、接触良好，无发热现象。

② 无挂落异物。

3）其他。

① 设备编号、标示齐全、清晰、无损坏，相色标示清晰、无脱落。

② 架构完好无锈蚀、接地良好。

③ 仓内清洁无杂物。

④ 防误装置锁具完好、无锈蚀。

（4）检修验收标准如下：

1）接地电阻片应清洁、无裂纹及发热变色现象。

2）瓷绝缘子应清洁、无破损、无裂纹及放电痕迹，螺栓连接紧固无松动。

3）接地引线接头应接触紧密，无发热变色现象，与接地网连接处应连接可靠。

4）接地电阻箱体应整洁、无变形，铭牌清楚，通风口畅通无阻塞，接地完好。

（5）故障处理。当发现运行中的主变中性点电阻有发热现象，应立即汇报领导，停役主变处理。

10.6.3 中性点经消弧线圈接地

10.6.3.1 消弧线圈概述

（1）在中性点不接地系统中，当单相接地电流（为线路、电缆、配电装置等对地电容电流的总和）超过规定的数值时（6～10kV 电网为 30A，35kV、66kV 电网为 10A），电弧将不能自行熄灭。为了减少接地电流，造成故障点自行熄弧的条件，一般采用中性点经消弧线圈接地的措施。

（2）消弧线圈成套装置一般由消弧线圈、有载调压开关、自动调谐装置、隔离开关、避雷器、中性点流变、中性点压变、消谐电阻等组成。

（3）消弧线圈是一个具有铁心的可调电感线圈。当发生单相接地故障时，消弧线圈中产生一个与接地电流大小接近相等、但方向相反的电感电流，从而对接地电流起补偿作用，消除了接地点的电弧及其产生的危害。此外，当电弧熄灭后，消弧线圈的存在还能使故障相电压恢复速度减缓，减少了电弧重燃的可能性。消弧线圈的作用不是降低弧光接地过电压，而是由于它在易于熄弧和防止重燃方面的有利作用，使过电压的时间大为缩短，降低了高幅值过电压出现的概率。

（4）消谐电阻一般采用大功率高压的特制无感阻尼电阻。正常运行时串接于消弧线圈与大地之间，用来限制串联谐振过电压，使谐振点位移电压小于 15% 相电压；当系统发生单相接地故障时，经零序电流、电压保护真空接触器或可靠性极高的晶闸管快速将阻尼电阻短接，防止发生间隙性电弧及烧坏阻尼电阻。

（5）由于测量中性点电压精确度的需要，一般会选用 0.5 级的中性点电压互感器。

（6）消弧线圈应用中存在的问题的不足。消弧线圈自动跟踪补偿装置可以把电容残流控制在一个较理想的范围内，并得到广泛的应用，但它也存在一些不足，如不能消除 5 次谐波；不能消除弧光过电压；切除单相及二相接地故障时易产生过电压；选线合格率达不到 100%；易产生中性点电位偏移和虚假接地等。为防止过电压，通常在中性点与大地之间并接避雷器等对内部过电压有有效抑制作用的保护设备。

10.6.3.2 消弧线圈自动调谐装置

（1）为了克服老式消弧线圈不能实测系统电容电流，只能通过人工计算，并且消弧线圈的调节需停电操作等运行问题，现在的消弧线圈一般均配置自动调谐装置。自动调谐装置能使消弧线圈运行在最佳档位，达到最佳补偿效果。有的还能实现接地选线，迅速查找切除故障线路。

（2）自动调谐装置的特点功能。

1）一般采用全中文界面，操作维护简单方便。

2）具有完善的保护功能，包括阻尼电阻的短接保护、档位到头闭锁、来回调节闭锁、单相接地动作闭锁等保护功能。

3）具有完善的远动和控制功能，可方便接入变电站综合自动化系统。同时控制多台消弧线圈，无论单台运行或联机运行，都能自动识别。

4）配置超大容量的事件记录和报警功能，并具有完善的自检功能。

（3）自动调谐装置调节原理。

1）根据电网脱谐度进行调节。

2）根据系统电容电流参数变化引起中性点电压电流变化作为起调条件的幅值法。

3）从阻尼箱或外加 PT 二次侧注入非工频信号，通过检测响应信号计算出电容电流来调整补偿的外加非工频信号法。

（4）自动调谐装置运行注意事项。

1）正常情况下，自动调谐装置必须投入运行，并且设定在自动位置。

2）装置由专人负责，其他人员不得进行参数的设置更改。

3）装置交、直流电源应正常（尤其对非晶闸管保护）。

4）自动调谐装置在调档过程中不进行实时计算，所以有关运行参数不会变化。

5）当系统发生单相接地时，自动闭锁消弧线圈调节，同时阻尼电阻被短接，此时检查报警信号应准确。

6）联机运行时，应注意检查“母联合”指示灯应亮或应有其他联机运行指示。

7）根据消弧线圈的电感电流对接地电流的补偿程度，补偿方式可以分为全补偿、欠补偿和过补偿 3 种。一般采用过补偿方式。

8）企业变电站消弧线圈投运与否，应按上级供电部门调度命令执行。

（5）自动调谐装置在运行中应监视并记录以下内容。

1）脱谐度：显示值应在脱谐度设定范围之内。

2）电容电流：能够正确显示，线路不变化时应无突变。

3）残流：等于消弧线圈当前档位下补偿电流与电容电流之差，通常小于 5A。

4）中性点电压：小于 15% 相电压。

5）有载开关档位：能够正确显示。

6）有载开关动作次数：有载开关调档累加值。

（6）自动调谐装置发生下列异常时应及时处理。

1）消弧线圈在最高档运行，但脱谐度或残流还不能满足要求（容量不够，补偿不足）。

2）中性点电压大于 15% 相电压。

3）阻尼电阻箱有异常响声。

4）交、直流电源失电。

5）装置熔丝连续熔断。

6）装置调谐异常时，可以改为手动，若手动也不能消除故障，应立即停用。

7）若装置发生意外死机故障，应关掉电源，重新启动。

10.6.4　中性点经消弧线圈并联小电阻接地方式

（1）中性点经消弧线圈并联小电阻接地方式定义为：正常运行情况下采用自动跟踪消

弧线圈接地运行，接地电阻开关拉开位置，接地电阻控制回路投入，当线路出现永久单相接地故障时，投入接地电阻以跳开故障线路。

（2）线路和接地变、主变压器开关操作按小电阻接地系统方式进行；检修及事故处理时可按不接地系统考虑，检修应在天气晴好时进行，并尽量缩短时间。

（3）当出线发生单相接地故障时，消弧线圈自动判断为永久性接地故障后启动接地电阻控制回路延时继电器，继电器第一副延时触点（整定 5s）动作，合小电阻侧真空开关，投小电阻，跳故障侧线路，并允许线路进行重合闸一次；继电器第二副延时触点（整定 12s，与第一副触点时间差为 7s，即躲过 2 次零序保护动作时间和 1 次重合闸动作时间）动作，打开小电阻侧真空开关。

（4）当主变压器低压侧母线并列运行时，为保证零序保护灵敏度，应拉开一组消弧线圈。即#1 主变压器低压侧开关拉开时，应停用#1 消弧线圈；#2 主变压器低压侧开关拉开时，应停用#2 消弧线圈。

（5）正常运行中，若需将一台接地变压器停用时，应将分段开关合上，以免该接地变压器所在母线上的出线失去中性点。

（6）接地电阻开关动作后，运行人员应到现场将接地电阻控制箱上的信号继电器复归。

（7）线路保护和接地变保护按小电阻接地系统设置。当线路单相永久接地时出线开关拒动或母线接地故障，接地变零序保护跳主变压器开关并闭锁备投，此时应查明原因，按电阻接地运行方式恢复供电。

10.6.5　中性点经消弧线圈并联中电阻接地方式

（1）中性点经消弧线圈并联中电阻接地方式定义为：正常运行情况下采用自动跟踪消弧线圈接地运行，接地电阻开关拉开位置，接地电阻控制回路投入，当线路出现永久单相接地故障时，投入接地电阻进行故障线路选线。

（2）投入并联电阻后，只有流入故障线路的电流增加，其他线路电流增量不明显，于是对应故障线路的控制器可选出正确的故障线路。

（3）当主变压器低压侧母线并列运行时，无需拉开任一组接地变压器消弧线圈，自动调谐及接地选线装置判断低压侧母联开关合上后，将自动“联机”运行，通过计算对消弧线圈进行调节。但当消弧线圈接于 220kV 主变压器的 35kV 中性点上时，若一台主变压器停运，35kV 母线合环运行，因停运主变压器相应的消弧线圈已失去与系统的电气联系，为防止自动调谐装置“联机”运行导致误调节已停用的消弧线圈，应将该组消弧线圈设置为“手动调节”状态。

10.6.6　消弧线圈的巡视检查

1. 本体

1）油温应正常。

2）油位正常，储油柜及箱体无渗油、漏油现象。

3）油色正常，无变色。

4）套管应清洁，无破损和裂纹。

5）内部无异响。

2. 导引线

1）引线线夹压接牢固、接触良好，无发热现象。

2）无挂落异物。

3. 其他

1）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏，相色标示清晰、无脱落。

2）基础无倾斜、下沉。

3）架构完好无锈蚀，接地良好。

4）吸潮剂无潮解。

5）防误装置锁具完好、无锈蚀。

6）有载调节装置：交直流电源开关合上，电源指示灯亮。

7）有载调节装置：档位显示正常。

8）消弧线圈分头在模拟图板上的标示与实际位置相符。

10.6.7 消弧线圈检修后的验收项目

1）本体及所有附件应无缺陷且不渗油。

2）套管应清洁，无破损和裂纹。

3）油漆应完整，相色标志应正确。

4）器顶盖上应无遗留杂物。

5）接地引下线及其与主接地网的连接应满足设计要求，接地应可靠。

6）储油柜和有载分接开关的油位正常，指示清晰，呼吸器硅胶应无变色。

7）有载调压切换装置的远方操作应动作可靠，指示位置正确，分接头的位置应符合运行要求。

8）接地变压器绕组的接线组别应符合要求。

9）测温装置指示应正确，整定值符合要求。

10）接地变压器、阻尼电阻和消弧线圈的全部电气试验应合格，保护装置整定值符合规定，操作及联动试验正确。

11）设备安装用的紧固件应符合相关要求。

12）干式消弧线圈表面应光滑、无裂纹和受潮现象。

10.6.8 消弧线圈的运行与操作

（1）消弧线圈的投入、停用或分接头调整，应按调度要求执行。

（2）消弧线圈无载分接头的调整，必须在消弧线圈的各侧隔离开关均断开的情况下进行，对于直接接于接地变压器中性点的消弧线圈则必须将接地变压器改为冷备用后进行。档位调节前，应将消弧线圈或接地变压器高压侧接地，调节结束后，拆除接地线或拉开接地开关并测量消弧线圈分接头接触良好。

（3）消弧线圈在正常运行中，监控值班员必须监视其电压、电流及温度是否在正常范围内。

（4）当电网发生单相接地时，监控值班员应监视遥测、遥信的变化情况，以判断接地点及接地相，并向调度汇报。

（5）因电网接地而使消弧线圈带负荷运行时，监控值班员应密切监视其带负荷运行时间不应超过铭牌规定的允许时间。

（6）消弧线圈有故障，35kV、20kV、10kV 系统接地故障或者不平衡电压超过 30%，致使接地报警时，不能用隔离开关进行投切消弧线圈的操作。

（7）在正常运行中，监控值班员应监视中性点位移电压，其长时间允许值不得超过额定相电压的 15%，在操作过程中，一小时内允许值不得超过额定相电压的 30%，以便在此时间内寻找并消除中性点电压过高的原因。

（8）运行或操作过程中，均不准以消弧线圈隔离开关将数台主变压器的中性点实联。

（9）油浸式消弧线圈的上层油温不宜超过 85℃，温升不得超过 55℃，干式消弧线圈的温度及温升按铭牌值执行，消弧线圈动作后的持续运行时间按铭牌值规定的时限执行，并订入现场运行规程。

（10）消弧线圈由一台变压器切换至另一台变压器运行时，应先将消弧线圈从前一台变压器断开后，再投入到另一台变压器上运行，不许将消弧线圈同时接于两台变压器中性点上运行。

（11）在正常情况下，运行方式的改变应尽量不致造成消弧线圈的频繁调整，由于倒闸操作或临时性方式调整，当时间不超过半小时，虽然接地点残流超过允许值，但可以不调整分接头。

（12）干式消弧线圈投运前，应开启驱湿或通风装置。表面有结露时，不得投运。

10.6.9 消弧线圈的异常处理

（1）在电网存在接地故障的情况下，不得停用消弧线圈，并迅速寻找和处理单相接地故障，应注意允许单相接地故障运行时间不得超过 2h，否则应将故障线路断开，停用消弧线圈。

（2）消弧线圈有下列情况之一时，应立即汇报领导，并停用消弧线圈：

1）消弧线圈内部有放电声或冒烟及臭味等情况。

2）干式消弧线圈的温度或温升超过铭牌规定值时。

3）油浸式消弧线圈的上层油温超过 95℃或温升超过 55℃时。

4）油浸式消弧线圈喷油、油面骤降或油色骤然变色。

5）油浸式消弧线圈严重漏油或套管有显著碎裂时。

6）消弧线圈接地引线烧（折）断或接触不良。

7）消弧线圈有载分接开关接触不良。

8）消弧线圈有载分接开关调档拒动或连续滑档。

（3）消弧线圈残流表有读数，但又不是单相接地故障时：

1）汇报领导，了解调谐是否恰当，并检查三相电压是否平衡。

2）若系统电压基本平衡，则可能是由于分接位置接触不良引起，这时应在调度许可下，并且在残流不大于 2A 时，停用消弧线圈，重新调整分接头后，再投运观察。

3）对于采用自动调谐装置的，应检查装置运行是否正常，否则应汇报调度，要求改为手动调谐。

4）带消弧线圈的母线三相电压不平衡时也需注意消弧线圈回路：特别是消谐电阻是否

正常（有的用晶闸管短接，有的用真空接触器短接）。

（4）经消弧线圈接地的系统，在线路跳闸强送时，严禁将消弧线圈停用。

10.6.10 接地变压器及消弧消谐装置

1. 接地变压器

（1）中性点设备可接在主变压器低压侧中性点上，也可接在接地变压器高压侧中性点上。在我国供电电源电压为35kV、66kV、110kV二次电压为6kV、10kV的企业变电站，几乎都采用YNd11接法的变压器，即变压器一次侧绕组采用Y形（大写，星形）联结，中性点N（大写）引出，二次侧绕组采用d（小写，三角）形联结。普通企业变电站，一次侧线路电容电流很少有超标情况，而6kV或10kV配出回路由于大量采用电缆很容易导致电容电流超标，又因为主变压器二次侧绕组采用三角联结没有中性点，所以必须先配置接地变压器才能使消弧线圈有中性点可接。

（2）根据填充介质，接地变压器可分为油式和干式；根据相数，接地变压器可分为三相接地变压器和单相接地变压器。

接地变压器是为△联结或Y联结中性点无法引出时，人为地制造一个中性点用于加接消弧线圈或电阻。此类变压器采用Z形接线（或称曲折型接线），与普通变压器的区别是，每相线圈分成两组分别反向绕在该相磁柱上，这样连接的好处是零序磁通可沿磁柱流通，而普通变压器的零序磁通是沿着漏磁磁路流通，所以Z形接地变压器的零序阻抗很小（5Ω左右），而普通变压器要大得多。当系统发生接地故障时，接地变压器对负序电流呈高阻抗，对零序电流呈低阻抗性使接地保护可靠动作。接地变压器除可带消弧圈外，还可带二次负载，可代替所用变压器，从而节省投资费用。接地变压器与消弧线圈配合使用，两者经常组装在一起。

联结组别号：ZN，yn11 、ZN，yn1、ZN等。

接地变压器可参考所用变压器或消弧线圈（分油式、干式）进行维护。

2. 微机型消弧消谐过电压保护装置

微机型消弧消谐装置主要由智能控制器、高压熔断器、电压互感器、RSA过电压限制器、高能限压器、多功能电容器、真空接触器、高压限流熔断器、隔离开关、穿墙套管等组成，安装在一面与普通高压开关柜（如KYN28-12、KYN61-40.5型）外形尺寸相同的柜内，用于3～35kV系统，具有消弧、消谐、防止（限制）过电压、接地选线等功能，并替代保护用的电压互感器柜。与消弧线圈装置相比，它具有节能、无噪声、占地面积小、功能齐全等优点，所以得到了广泛的应用。额定电流为10、31.5、63、80、100、125、160、200、315（A）；额定短路开断电流为50kA。

微机型消弧消谐装置可参考高压开关柜进行维护。

10.7 高压开关柜

10.7.1 开关柜的概述

（1）高压开关柜的类型主要有半封闭式高压开关柜、金属封闭式高压开关柜、金属铠

装式高压开关柜、间隔式高压开关柜、箱式高压开关柜等。目前应用最多的为铠装式金属封闭开关柜设备，根据断路器室位置可分为中置式和下置式两种。

（2）高压开关柜的组成部分，除因实现电气连接、控制或通风而必须在隔板上开孔外，所有隔室呈封闭状态或互相隔开。隔室可由内装的主要组件命名，如断路器隔室、母线隔室等。连接隔室之间的孔应以套管或等效方式隔开，母线可以贯穿若干功能单元，无需采用套管或其他措施。

（3）一般高压开关柜的柜体分为母线室、断路器室、手车室、电缆室、低压室 5 个部分，各室之间由接地的金属板隔开。

1）开关柜的开关手车室、母线室、电缆室上方设有压力释放板，当断路器或主母线、电缆室内发生内部故障电弧时，伴随电弧的出现，开关柜内部气压上升，达到一定的压力后，顶部装置的压力释放板将被打开，释放压力和排泄气体，以确保操作人员和开关柜安全。

2）断路器室包括手车和开关操作的必要设备。断路器室为金属全封闭。断路器室还包括金属活门，在手车移向运动位置的过程中，活门被手车上的驱动块和联杆打开，手车移开后活门自动关闭，确保安全。

3）断路器手车由断路器底盘、触臂和触子系统和控制线插头组成。

4）电缆室根据运行需要可安装电流互感器、固定式电压互感器或电压互感器手车及接地开关等。

5）低压室安装有综合控制、保护装置、计量装置等。

10.7.2　高压开关柜的巡视检查

10.7.2.1　二次室巡视检查项目

1）各种指示灯显示正确，无异常。

2）断路器状态、地刀实际位置与指示灯指示一致。

3）“遥控/近控”等切换开关应投向正确位置。

4）带电显示装置完好、显示正常。

5）多功能数显表、装在柜门上的微机综保装置显示正确。

6）二次柜内无异物，二次接线规范，无松动、脱落现象。

7）各电源开关、熔断器及温控驱湿装置投入正确。

8）柜门密封良好，无变形锈蚀，接地良好。

9）孔洞封堵严密。

10）柜内照明良好。

10.7.2.2　手车室、电缆室巡视检查项目

1）断路器、手车及接地开关的分、合闸指示器同运行方式一致。

2）内部无异声，无异味。

3）弹簧操作机构储能指示正常。

4）开关柜外壳温度正常，手测试无明显过温现象，柜内无异常声响。

5）地刀操作孔闭锁正常。

6）柜门密封良好，无变形锈蚀，接地良好。

7）柜体表面清洁、光滑，油漆无脱落。

8）观察窗齐全、无缺损。

9）柜内照明良好。

10）柜体内干燥，无凝露。

11）电缆与铜排接触部分无变色。

12）电缆终端头无变色。

13）电流互感器（包括零序电流互感器）外观及二次接线无变色。

14）电磁锁正常。

15）孔洞封堵严密。

16）螺栓齐全并全部上好。

10.7.2.3　其他

1）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏，相色标示清晰、无脱落。

2）高压室内环境温度正常。

3）高压柜小车。

4）地刀操作孔闭锁正常。

5）室内照明完好。

6）基础无下沉。

7）屋顶、门窗无渗漏（雨）。

10.7.3　开关柜检修后的验收项目

除按本规程10.7.2节内容检查外，还应进行以下检查：

（1）在验收时应检查询问开关柜检修工作内容、项目及更换零部件情况，检修试验项目是否齐全，试验数据是否符合要求等。

（2）检查真空断路器触头情况，要求洁净光滑，镀银层完整，动静触头的各弹簧压力一致，动触头进入静触头既要接触牢固可靠，又要灵活轻快，并有一定的缓冲间隙。

（3）断路器滚轮与轨道间配合，间隙均匀，摇进摇出轻便、平稳，不卡涩。安全隔离活门开闭灵活。

（4）断路器在分、合闸传动试验过程中灵活轻便，无卡阻现象，其他应符合断路器制造厂技术要求。

（5）地刀操作灵活。

（6）电磁锁完好，开启灵活。

（7）二次回路插头与插座结合紧密，控制系统无断线与短路现象，辅助开关动作正确可靠。

（8）原缺陷已消除，无遗留缺陷。

（9）若保护装置安装于开关柜上，还应检查保护压板投退是否正确，保护装置是否正常，有无异常信号。

（10）互感器壳体无灰尘，铭牌清晰。

10.7.4　开关柜的运行操作与注意事项

本节高压开关柜特指铠装式金属封闭开关柜和固定柜。

10.7.4.1 一般要求

（1）高压开关柜应具备五防功能。

（2）高压开关柜内部应有用来实现五防的机械联锁，并应有足够的机械强度，且操作灵活，外部机械挂锁齐全。

（3）高压开关柜内应装设照明系统，并设有照明开关。

（4）高压开关柜开关仓面板上应设有开关紧急分闸按钮，并有防误碰措施。

（5）相同规格的移开式小车或手车开关应具备互换性。

（6）可移出高压开关柜开关仓面板上应设置有开关分闸、合闸位置指示灯、弹簧已储能指示灯、手车试验位置、工作位置指示灯；能通过观察小窗可看到手车所处的位置及开关分、合指示和储能释能的指示。

（7）固定式高压开关柜面板上应设有一定数量的观察窗，并在开关相应部位的观察窗应能观察到开关本身分闸位置、合闸位置指示等，弹簧储能者还应设手动弹簧储能小窗，其他观察窗能观察到相关接触面。

（8）柜内可观察到的相关接触面应贴有示温片。

（9）大电流开关柜根据需要应装设有风冷系统，风冷启动定值以厂家要求为准。

（10）高压开关柜加热驱湿装置（驱湿器、加热器）的运行管理要求如下：

1）根据本地区的气象条件，原则上要求将开关柜内加热驱湿装置在3月～10月之间强制投入运行，也可按厂家要求全年常投。

2）备用柜、站变柜、压变柜要求全年长投。

3）如设备厂家要求加热驱湿装置长投，仍按厂家要求进行。

4）在开关柜设备基建或新投时，如果加热驱湿装置具备工作条件，应提前在设备投运前将加热驱湿装置放置于工作状态。

5）在检修开关柜设备时，加热驱湿装置应保持工作状态，防止设备由运行到停投时，由于温差变化导致柜内设备凝露。

6）实行以上运行管理，加热驱湿装置所需具备的条件：

① 应检查加热器的安装位置，长投不会影响二次元器件或绝缘件的运行；

② 加热器应采用电阻式加热器，不能采用电热管加热型式；

③ 加热驱湿装置应能满足强投技术要求，能满足长期通流能力；

④ 加热驱湿装置应具备强投功能。

（11）高压开关柜防凝露管理要求如下：

1）每年雨季前应对加热器进行一次普查（有条件的），主要检查其工作电源是否正常，起动是否可靠。

2）结合春秋季安全大检查应对开关柜室的电缆沟进行积水排查，如有应清除，并加强电缆沟的放水封堵，同时要求每年在第一场大雨过后尽快对开关室电缆沟进行一次普查，如可能可以结合春季安全大检查进行。

3）针对早期所采用的加热驱湿装置（其驱湿控制采用的是凝露法），由于其原理上的缺陷，应尽快结合检修更换为湿度传感的控制装置（要求优先更换底楼布置的开关柜），并具备上面所列的技术条件。其他机构箱或端子箱内的加热驱湿装置参照执行。

4）检查开关柜室或其他户内带空调的设备室内的空调装置，应调整风口或空调装置位

置，防止直吹柜体。

5）加强加热驱湿装置的验收管理，无论基建新投还是检修投运，加热驱湿装置的检修和验收应作为工作的一个主要项目，确保加热驱湿装置的正常工作。

6）加强加热驱湿装置日常管理，应作为运行单位的一项日常巡视要求和检修单位的巡检要求来执行。

10.7.4.2　运行操作及注意事项

（1）开关柜具有一系列的联锁装置，可防止误操作的发生，主要联锁方式有：

1）只有当断路器处在分闸位置时，断路器小车方能进行操作（防带负荷拉/合闸）。

2）只有当断路器手车处在工作、试验位置时，断路器方能进行分闸、合闸操作。

3）只有当断路器手车处在试验位置时，且带电显示指示无电时并且后仓门关闭，方能进行接地开关操作（防带电挂接地线）。

4）只有当接地开关合上，后仓门才能打开。（防误入带电间隔）。

5）开关柜在工作、试验位置都有锁定装置。

6）断路器手车在试验、隔离位置时，一次静触头活门自动关闭。

7）接地开关在合闸位置时，手车无法推至工作位置。

（2）开关柜内的开关分、合闸操作应通过远方控制来操作，对没设有远方操作的，可通过开关柜体上的控制开关或按钮来操作。

（3）开关手车室装有金属活门与母线室、电缆室隔开。当摇入开关手车时活门自动打开，主回路与静触头连接；摇出开关手车时主回路与静触头自动断开，活门自动关闭。

（4）当开关手车拉出至检修位置后，检查开关手车室金属活门应关闭，悬挂警告牌，以防止误入带电区域。

（5）开关室配备空调，当环境温度达到30℃时开启制冷，制冷后室内温度不得低于27℃；环境温度低于5℃时开启制热，制热后室内温度不得高于10℃。

（6）大电流柜安装有冷却风扇，风扇电源开关应常投。当开关一次电流值达到整定值时，冷却风扇起动向开关柜内送风降温；一次电流值降至整定值时，冷却风扇停止运转。

（7）将手车开关移到试验位置的操作：必须先检查开关确在分闸位置，并应按下紧急分闸按钮，确保开关在分闸位置，然后解除其开关工作位置的机械闭锁，通过操作拉杆或摇手柄，将手车拉或摇到试验位置。

（8）将手车开关移到检修位置的操作：检查手车开关柜已在试验位置，解除开关试验位置的机械闭锁，通过操作拉杆或摇手柄将手车拉或摇到检修位置。

（9）将手车（或开关）移出开关柜的操作：根据柜体闭锁的特点，首先解除门与柜的闭锁，打开柜门，将低压控制插头从可移开部分上的插座拔下，然后将手车拉出柜身，或通过专用检修小车将开关移出柜身。

（10）其他手车柜的操作按试验位置、检修位置、拉出位置次序操作。

（11）固定式开关柜的操作按常规开关、刀闸操作次序执行。

（12）接地开关的操作：操作接地开关前，必须进行验电，不能验电的，要检查带电显示确无电压指示后，打开接地开关与柜体间的机械或电气闭锁装置，然后通过操作手柄将接地开关扳向合闸位置，当操作机构最终处在合闸位置时才能将手柄取出。

（13）开关柜内接地开关的分合实际位置应能从开关柜观察孔中检查得到。

（14）手车不允许停留在运行位置和试验/隔离位置之间的任何中间位置。

（15）必须缓慢地移动断路器手车及其他手车，避免任何可能使机械闭锁变形的碰撞。如在移动中遇到阻碍，不得强行操作，要检查操作顺序是否正确，确认为机械卡涩引起时应迅速将手车恢复到初始位置，避免手车动静触头长时间放电。

（16）在操作电压下降时，不要强行移动带闭锁电磁铁的手车。如发生上述情况，手车在从运行位置到试验位置的整个行程中均被闭锁。

（17）手车的操作应严格参照产品说明书进行，视产品设计要求而定是否允许打开外门操作。

（18）定期对开关柜设备进行红外测温。

10.7.5 开关柜的异常处理

（1）开关柜着火时，必须立即切断上一级断路器，立即向公司生产调度和设备保全部领导报告，必要时拨打火警电话119。

（2）当SF_6开关柜断路器有SF_6气体大量外逸时，人员应立即撤离现场，并打开全部通风装置。进入开关室必须戴手套及防护面具，穿好防护服。

（3）开关柜内发生真空泡碎裂或SF_6气压低报警，必须立即向设备保全部领导报告，同时向公司生产调度汇报，以便生产系统采取应急处理措施。

（4）开关柜内可视接触部分发生过热（示温片融化）或经红外测温发现开关柜温度过高，超过规定值时，必须立即汇报设备保全部领导，并采取必要的措施，如报告公司生产调度降低负荷、查明原因、加强监视等。

10.7.6 大容量高速限流开关装置

1. 作用

断路器是电力系统中最重要的电力设备之一，它的基本任务有两项：一是根据电网运行的需要，将一部分线路或电力设备投入或退出运行，此时断路器触头承载的是负荷电流；二是当线路或电力设备发生故障时，将故障部分从电网中快速切除，以保证无故障部分正常运行，保护电网的安全，此时，断路器触头承载的是故障电流或短路电流。

在DL/T 615—2013《高压交流断路器参数选用导则》中，7.2～126kV 6个电压等级的交流断路器最大额定电流为4000A，最大额定短路开断电流除12kV断路器可以选择50kA外，其余最大只有40kA。

现代电力系统容量的不断增大，短路电流值也不断上升，强大的短路电流产生的电动力破坏性更大，断路器必须按照开断短路电流进行选择，设备、线路及断路器本身就要求设计有足够的热稳定、动稳定裕度，设备的投资就会加大，造价过高。况且有时可能需要断开更大的短路电流，大容量高速限流开关装置就是在这种情况下诞生的。

大容量高速限流开关装置是采用爆破切割原理制成的超高速大容量开关，在系统发生短路时，将短路电流在半个工频周波之内超高速限流开断；额定预期短路开断能力达200kA。它与系统中常规断路器配合使用，短路电流如果没达到装置整定值，短路电流将由断路器进行开断，如果超过装置整定值，短路电流将由高速开关开断。此种保护方式用于发电机、变压器等主设备灾难性短路事故的保护，可防止主设备短路损毁、提高供电的质量及可靠性、减少事故损失等。

大容量高速限流开关装置可以应用在发电机出口、母联、线路等处。当企业有较大功率自备电厂（包括余热、余压等各种资源综合利用电厂）并且短路电流足够大时，可通过该装置接入企业变电站母线。目前，本产品最高运行电压可达到40.5kV，最大额定电流达6300A，开断能力最大可达到200kA甚至更高。

2. 优点

与传统的断路器开断方式相比，具有以下显著特点：

（1）速动性提高20倍以上。短路电流在1ms以内被截流，3ms之内衰减到零，故障被完全切除，而传统的断路器保护方式最快也要75ms。

（2）短路电流在初始上升阶段即加以限制，永远达不到短路冲击电流的峰值，设备的动稳定和热稳定的裕度不必设计得过大，可节省大量资金。

（3）解决了电网扩建带来的短路电流增加的难题。

（4）优化了配电设备联网过程的解决方案。

（5）降低了配电设备的费用。电力设备可免受强大的短路电流的冲击，机械强度不必做得很大。开断快、截流小，电力设备无须考虑热稳定问题，导体尺寸不必很大。

3. 原理

高压控制器根据罗氏线圈（电子式电流互感器）提供的电流信号，完成对系统运行的实时监控，判断系统有无短路故障发生，并根据系统电流的性质，发出相应指令。当系统发生短路时，测控单元根据罗氏线圈采集到的信号进行分析判断，当达到预设启动值，测控单元将发出点火信号，使快速隔离器中的执行点火元件点火，利用微型火工部件将其断口在几百微秒内高速断开，在断口开断后，故障点电流转移到高压限流熔断器中由高压限流熔断器最终进行限流熄弧，在2~3ms燃弧时间之后，高压限流熔断器熄灭电弧，开断短路电流，切除故障。产生的过电压由过电压保护器吸收。快速隔离器开断后，测控单元发出动作指令及远传接点，向外部提供信号。

大容量高速限流开关开断条件有两个，一是设定的动作电流幅值i，二是电流变化率$\mathrm{d}i/\mathrm{d}t$，两者必须同时达到才能开断。大容量高速限流开关是由电子控制器一直判断电流变化斜率，再结合时间推断出预期峰值。在未达到峰值之前，切断短路故障，并同时发出信号跳开母联处断路器，避免断相运行。当判断出系统短路电流小于设定的动作值时，大容量高速限流开关不动作，由继电保护和真空断路器切除故障。

4. 主要元器件及作用

大容量高速限流开关装置由桥体FS、高压限流熔断器FU、非线性电阻FR及测控单元等组成，简称FSR。

（1）桥体

桥体与高压限流熔断器、非线性电阻并联运行。桥体内包含爆炸装置和载流导体，桥体的设计电阻为高压限流熔断器的几十分之一，因此正常时从桥体中流过的电流为从高压限流熔断器中流过的电流的几十倍，而工作电流基本为两者之和，在不增加高压限流熔断器额定电流的情况下，整个装置的额定电流得到了提高。短路时，测控单元发出的脉冲信号点燃爆炸装置，在0.15~0.2ms后载流导体从中部断开，在爆炸冲击力的作用下，分开的载流导体向6个方向卷曲，形成隔离断口，将电流转移至高压限流熔断器。

（2）高压限流熔断器

高压限流熔断器具有限流性和快速性。由于故障电流的最大峰值往往出现在第一半波，当桥体断开后全部短路电流转移到高压限流熔断器，熔断器在第一个大半波内短路电流还未来得及升起就完成汽化、击穿、间隙产生电弧和熄灭电弧，限制并强制性地切断短路电流（时间小于2ms），使电流达不到预期的短路电流峰值。当短路电流上升到设定值 I_p 时，熔断器熔断并截流，截止电流 I_p 仅为预期电流峰值的15%左右，将故障电流对发、变电设备的电动力和热效应冲击大幅度减轻。高压限流熔断器产生的弧压可以通过非线性电阻加以限制，通过与桥体在阻值上的配合，解决高压限流熔断器容量不足的问题，提高整个装置的应用范围。

（3）非线性电阻

高能氧化锌非线性电阻具有非线性伏安特性，同时能够抑制瞬时过电压，当其端电压低于某一值时，其中的电流几乎为零；超过这一值时，其电流将随着端电压的增大而急剧增加。在高压限流熔断器熔断时产生的弧压，使氧化锌非线性电阻导通吸收电感中存储的磁能及电源注入的能量，进而使高压限流熔断器顺利熄弧。同时氧化锌电阻良好的非线性特性，可以把开断时的过电压限制在2.5倍额定相电压之内，使电器设备不再受到大电流的冲击。

（4）测控单元

分为高压部分和低压部分，其中高压部分直接装设于快速隔离器附近，临近电流互感器，减小信号传输中的干扰，检验电流和电流变化率，故障时向桥体发出分断信号；低压部分用于电源控制和信号远传，提供微机故障信号、整套装置动作信号、熔断器故障信号的无源接点。

（5）电流互感器

采用专用的罗氏线圈，满足无磁滞效应、无相位误差和无磁饱和现象。测量范围可从数安培到数百千安，结构简单，并且和被测电流之间没有直接的电路联系，安装在全密封的快速隔离器内，响应频带宽为0.1~1MHz。器件满足精度高、稳定可靠、体积小、重量轻、安全且符合环保要求。

（6）大容量过电压保护器

具有限制大气过电压、操作过电压、相间过电压的能力，参数设计合理，各项性能指标优于一般普通的组合型保护器，具有灭弧电压高、陡波冲击系数小、灭弧迅速、工频放电电压分散性小、性能稳定、通流量大、残压低等优点。产品绝缘性能好，介电强度高、抗电蚀、耐老化、易安装。

5. 运行注意事项

（1）大容量高速限流开关装置一般做成一个尺寸与标准高压柜相同的柜子，正常情况下按同电压等级高压柜进行巡视维护。如若动作，必须查清原因，必要时可请当地供电部门及生产厂家协助。

（2）装置最核心的部件是桥体，它是一次性的火工部件，也是装置中价格最高的元器件，一旦动作（爆炸）就必须换新，且一般也只能向原厂家购买。

10.8 电容补偿装置

10.8.1 概述

（1）变电站无功补偿一般采用电容器组，它由断路器、隔离开关、电流互感器、串联

电抗器、放电线圈、避雷器等元件构成。

（2）电容器有密集型和组合型两种，一般为星形或双星形接线形式。

（3）密集型电容器有单相和三相两种。结构分为器身、储油柜、油箱、出线套管等部分。油箱内部充满绝缘油，具有绝缘和散热功能。一般采用围栏式安装布置。

（4）组合型电容器主要由单个电容器组合而成，单只电容器设有外熔丝或内熔丝保护。一般采用围栏式或柜式安装布置。

（5）投切电容器的断路器应具备以下特殊性：

1）满足电容器经常投切操作，要求断路器的触头和操动机构更加可靠。

2）电容器断开时，断路器触头易电弧重燃，产生很高的过电压，要求断路器不得发生重燃，分闸时的过电压不应超过允许值。

3）电容器合闸时，会产生很大的涌流，使断路器承受很大的机械应力和机械振动，要求断路器结构与合闸涌流的冲击相适应。

（6）根据以上特点，投切电容器的断路器选用真空（35kV 以下）或 SF_6（35kV 及以上）断路器比较合适。

（7）为了降低电容器合闸时的涌流倍数和涌流频率，更容易选择回路设备及保护电容器，所以电容器一般需要加装串联电抗器，而且为了避免发生“谐波牵引”现象，要求串联电抗器的伏安特性尽量线性化。

（8）电容器从电源断开时，处于储能状态，因而会残留一些剩余电压。剩余电压的初始值为电容器额定电压，如果工作人员触及电容器，就可能发生触电事故。为此，电容器必须配置安装合乎要求的放电线圈，电容器停运时能自动进行放电。

10.8.2 电容器巡视检查

（1）电容的巡视检查每班不得少于 2 次。

（2）每次巡视时应携带红外测温枪。

（3）检查通风及照明各部分是否完好。

（4）电容补偿装置各部件巡视重点：

1）引线及导线、各接头。

① 无变色过热、散股、断股现象。

② 接头无变色、过热现象。

2）电容器本体。

① 单个电容器箱体无鼓肚、喷油、渗漏油等现象。

② 集合式电容器油色、油位、油温正常，无渗漏油，内部无异响，吸湿器内硅胶变色未超过 2/3。

③ 室内温度不超过 40℃，外壳温度不超过 50℃。

④ 电容器外壳接地牢固，接地引线无严重锈蚀、断股。

3）电抗器。

① 干式电抗器。

a. 附近无磁性杂物存在；

b. 线圈无变形，各接头接触良好，无过热现象；

c. 支柱瓷绝缘子无裂纹，安装牢固；

d. 单独安装时电抗器线圈表面温度不超过 75℃，三相重叠安装时不超过 85℃。

② 油浸式电抗器。

a. 器身无渗漏油，油位、油色正常；

b. 套管无裂纹及放电痕迹，接头接触良好，无过热现象；

c. 内部无异响；

d. 硅胶变色未超过 1/2。

4）电容器熔断器：无熔断现象，标示杆未倒下。

5）套管相序标色齐全，无渗漏油，无破损、裂纹及放电痕迹。

6）放电线圈：完好，无渗漏油。

7）中性点零序 CT。

① 油位正常指示在上下限之间。

② 套管无断裂、裂纹渗油、损伤放电现象。

③ 接头无变色、无过热变色现象。

④ 放油阀关闭严密，无渗漏油。

8）避雷器：无放电痕迹，接地引下线无烧伤、断裂。

9）刀闸：分合位置与运行方式一致，接触良好，无移位现象。

10）电容器二次回路：保护、监视、信号回路完好，保护装置运行正常，无异常信号发出。

11）表计：三相电流平衡，无不稳定及急增现象，电压显示正常。

12）系统自动投退正常，即当功率因数低于设定值且系统电压及无功功率满足条件时投入，反之退出。

10.8.3 电容器检修后的验收项目

（1）检修试验项目齐全，试验数据符合要求。

（2）现场清洁，电容器及附属设备上无临时短路接线及其他遗留物。

（3）套管导电杆应无弯曲或螺纹损坏。

（4）引出线端连接用的螺母、垫圈应齐全。

（5）外壳应无明显变形，外表无锈蚀，所有接缝不应有裂缝或渗油。

（6）电容器构架应保持在水平及垂直位置，固定应牢靠，油漆应完整。

（7）电容器的安装应使其铭牌面向通道一侧，并有顺序编号。

（8）电容器端子的连接线应符合设计要求，接线应对称一致，整齐美观，母线及分支线应标以相色。

（9）凡不与地绝缘的每个电容器的外壳及电容器的构架均应接地；凡与地绝缘的电容器的外壳均应接到固定的电位上。

（10）三相电容量的差值宜调配到最小，电容器组容许的电容偏差为 0 ~ 5%；三相电容器组的任何两线路端子之间，其电容的最大值与最小值之比应不超过 1.02；电容器组各串联段的最大与最小电容之比应不超过 1.02。设计有要求时，应符合设计的规定。

（11）示温片应完全，相色标志明显、正确。

（12）防误操作装置齐全、良好。

（13）端子箱、机构箱封堵良好，二次接线排列整齐，接头应紧固、无松动，编号清楚。

（14）电容器、中性点流变及其放电线圈无渗漏油现象。

（15）电容器熔丝完好，额定电流应符合规定，无锈蚀及损伤。

10.8.4 电容器的运行与操作

（1）安装于室内电容器必须有良好的通风，进入电容器室应先开启通风装置。

（2）电力电容器运行室温度最高不允许超过40℃，外壳温度不允许超过50℃。

（3）电容器在运行中电流不得超过额定电流的130%，三相电流应基本一致，各相电流差一般不得超过±5%。

（4）电力电容器允许在额定电压±5%波动范围内长期运行，但运行电压一般不得大于其额定电压的10%，电压过高则应退出运行；同时尽量避免在低于额定电压下运行。

（5）正常运行时，外壳与地绝缘的电容器外壳带有0.5倍相电压，值班人员严禁进入遮拦触及运行中的电容器外壳。

（6）电容器运行中，应监视电容器的三相电流是否平衡，当中性点不平衡电流较大时，应检查电容器熔丝是否熔断。必要时向领导汇报停用电容器，进行处理。

（7）检修后的空母线由冷备用转运行操作中，一般不得带电容器组进行合闸充电。

（8）电容器从运行状态拉闸后应经过充分放电（不少于5min）才能进行合闸运行。

（9）电容器停用时应经放电线圈充分放电后才可合接地开关。

（10）电容器进行检修时，当电容器从电网切除后，虽然已自动经放电线圈放电，但在人体接触其导电部分前仍需用接地棒接地放电。

10.8.5 电容器的异常及事故处理

（1）运行中的电容器如发现熔丝熔断，应查明原因，经鉴定试验合格（如测介损，测绝缘，测电容量或者热稳定试验），更换同规格的熔丝后才能继续送电。

（2）运行中的电容器有下列现象之一时，应汇报设备保全部领导进行处理：

1）电容器内部有不正常响声。

2）电容器渗油。

3）全密封结构电容器外壳鼓胀严重。

4）单台保护熔丝熔断。

5）室温超过35℃或通风机故障。

6）密集型电容器油温超过65℃、油枕不见油位或油位太高。

（3）运行中的电容器有下列现象之一时，应立即停用，然后汇报备保全部领导：

1）电容器组出现群体变形、严重胀肚。

2）接头严重过热或有熔化现象。

3）套管发生严重放电闪络。

4）密集型电容器压力释放阀动作、喷油或起火。

5）电流、电压超过电容器的使用范围。

6）当电容器外壳温度超过55℃，或室温超过40℃时，采取降温措施无效时。

（4）电容器故障断路器跳闸，一般为限时电流速断、过流、过电压、低电压、差压、差流保护动作，跳闸后不允许强送。首先应检查保护动作的情况及有关一次回路，判别其故障性质，若由于系统故障造成母线电压波动致使断路器跳闸，5分钟后允许试送。

（5）有电容器运行的母线失电后，应立即检查电容器断路器是否跳闸，否则应即拉开电容器断路器，待母线电压恢复正常后，再视情况将电容器投入运行。

（6）电容器或放电线圈发生爆炸着火时，应立即拉开断路器及隔离开关，用合适灭火器或干燥的沙子进行灭火，同时立即汇报设备保全部领导。

10.9 母线

10.9.1 一般规定

（1）母线分软母线和硬母线。母线表面应光洁平整，不应有裂纹、折皱、夹杂物及变形和扭曲现象。

（2）成套供应的封闭母线、插接母线槽的各段应标志清晰，附件齐全，内部无损伤。

（3）螺栓固定的母线搭接面应平整，其镀银层不应有麻面、起皮及未覆盖部分。

（4）母线涂漆应均匀，无起层、皱皮等现象。

（5）母线与母线、母线预分支线以及母线与接线端子搭接时，其搭接面的处理应符合以下规定：

1）铜与铜：室外、高温且潮湿或对母线有腐蚀气体的室内，必须搪锡，在干燥的室内可直接连接。

2）铝与铝：直接连接。

3）铜与铝：在干燥的室内，铜导体应搪锡。室外或空气相对湿度接近100%的室内，应采用铜铝过渡板，铜端应搪锡。

4）封闭母线螺栓固定搭接面应镀银。

（6）母线涂漆的颜色应符合以下规定：

1）三相交流母线：A相为黄色，B相为绿色，C相为红色，单相交流母线与引出相的颜色相同。

2）交流中性汇流母线：不接地者为紫色，接地者为紫色带黑色条纹。

3）封闭母线：母线外表面及外壳内表面涂无光泽黑漆，外壳外表面涂浅色漆。

（7）母线刷相色漆应符合以下要求：

1）室外软母线、封闭母线应在两端和中间适当部位涂相色漆。

2）单片母线的所有面及多片、槽形、管形母线的所有可见面均应涂相色漆。

3）钢母线的所有表面均应涂防腐相色漆。

4）刷漆应均匀，无起层、皱皮等缺陷，并整齐一致。

（8）母线在下列各处不应刷相色漆：

1）母线的螺栓连接及支持螺栓连接处、母线与电器的连接处以及距所有连接处10mm以内的地方。

2）供携带式接地线连接用的接触面上，不刷漆的长度应为母线的宽度或直径，且不应小于50mm，并在其两侧涂以宽度为10mm的黑色标志带。

（9）硬母线支柱瓷绝缘子应满足最大的动稳定要求。室外瓷质部分应按规定涂防污闪涂料。

（10）硬母线固定金具与母线之间应有1.00～1.50mm的间隙。

10.9.2 母线的巡视检查

（1）正常巡视。

1）表面相色应清楚，无开裂、起层和变色现象。

2）母线连接部分的螺钉应紧固，接触良好，无松动、振动、过热及生锈现象。

3）母线应平直，伸缩正常，无较大变形。

4）母线瓷绝缘子应清洁，无破损，无裂纹和放电痕迹；

5）接头无过热，无氧化、断裂、变形。

6）多股导线应无断股、松散和伤痕，线卡无弯曲、裂痕。

7）天气晴朗时，母线周围不应产生可见电晕。

8）三相导线驰度应适中，管形无弯曲形变。

9）架构无倾斜，接地完好，无锈蚀。

10）接头在空气中的长期运行最大允许发热和温升见表10-61。

表10-61 母线接头在空气中的长期运行最大允许发热和温升

接 头 结 构	最大允许发热温度/℃	环境温度为40℃时的允许温升/℃
铜、铝无镀层	80	40
铜、铝有镀层（搪锡）	90	50
铜镀银	105	65
铜编织线	75	35

（2）气候异常时的特殊巡视。

1）雨、雾、冰雪天气应检查沿瓷绝缘子表面有无发热、严重放电现象。

2）雷雨、冰雹后，应检查瓷绝缘子有无破碎、裂纹，表面有无闪络放电痕迹。

3）大风时应检查母线上有无杂物搭挂附着，导线有无摆动、接近、扭伤及断股等。

（3）正常维护周期。

1）每间隔半年至一年进行一次母线及绝缘子的清扫，污秽地区应增加清扫次数。

2）每两年至少进行一次各种型号线夹的检查。

3）每年一次检查母线接头及金具的紧固情况，及时处理存在的缺陷。

4）利用电气检修时间，除去支架上的锈斑，更换有锈斑的螺栓和部件，并刷防腐漆。

10.9.3 母线的异常及故障处理

（1）当接头达到允许温度或温升时，或虽未达到但较常温有明显升高，上升速度快亦应视为异常，加强巡视，上报领导。

（2）母线发生短路故障后，应检查母线上各瓷绝缘子、穿墙套管、母线引线等设备有

无异常和放电痕迹，并上报领导。

（3）当发现设备渗漏油造成 RTV 污染时，应及时停电处理。

（4）母线发生弯曲折断、变形及绝缘子崩裂，立即上报领导，并做好安全措施和停电处理准备，等待处理。

（5）软母线导线损伤或软母线绝缘子串销子破损脱落，立即上报领导，加强监视，必要时应减负荷，并做好安全措施，等待处理。

10.10 站用交流系统

10.10.1 一般规定

（1）企业交流站用电系统一般配置及运行方式：每台主变压器在其低压侧（10kV、35kV 或 66 kV）配置一台站用变压器（所用变压器），容量为每台即可单独供整个变电站所有设备正常运行时使用。站用变压器低压侧（400V 侧）母线正常情况下分段运行。电站用电要求较高时，应装设站用电备用电源自动投入装置。

（2）交流站用电系统在 400V 低压电源屏内应设置独立的进线电源开关，且开关应具有相应的保护，并具备手动储能的功能。

（3）站用变压器不允许长期并列运行，其二次侧应装设电压表、电流表和电能表，并分级安装漏电保护装置。严禁经电源联络刀闸将两台分列运行的站用变压器并列。交流站用电系统应具备防止站用电并列运行的措施，可通过 400V 低压开关的机械、电气闭锁实现。

（4）站用变压器电源只供站内生产、生活使用，不得接其他负荷。

（5）交流站用电系统断路器、熔丝配置应具有上下级关系，在下级故障时不误跳上级断路器或者先熔断上级熔丝。

（6）站用交流电源，除了交流系统供给外，对于特别重要的负荷还应用 UPS 供电或考虑在负荷终端侧采用两路电源自动切换功能。

（7）对于主变压器采用强油风冷装置的站用电系统，必须有两路可靠电源分供强油风冷装置，风冷电源应能自动切换，以保证主变压器风冷电源的不间断供电。

（8）站用电采用干式站变压器的，温度高时原则上只投信号，不投跳闸。

（9）站用变压器更换或高、低压侧接线改变时，必须定相正确后投入运行。

（10）站用电应采用 TN-S 系统，即中性线 N 和保护地线 PE 分开。

（11）站用变压器负荷分配应均匀，中性线电流不超过其额定电流的 25%。

（12）站用变压器二次侧出口应使用断路器。低压盘上的隔离开关、分支小开关应有去向标称和编号。

（13）检修工作使用专用检修电源。

10.10.2 交流站用电系统的巡视检查

10.10.2.1 站用变压器的巡视检查

1. 对于干式站用变压器（接地变压器）应巡视以下内容

（1）本体。

1）完好、清洁、无裂纹、无变形、无发热；
2）声音均匀，无异声、无异味；
3）瓷质部分清洁，无裂纹、放电痕迹及其他异常现象；
4）站用变压器温度指示正常；
5）示温蜡片未熔化；
6）停运及保管期间，注意防潮。
（2）导引线。
1）引线线夹压接牢固、接触良好，无发热现象；
2）无挂落异物。
（3）其他。
1）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏，相色标示清晰、无脱落；
2）基础无倾斜、下沉；
3）架构完好无锈蚀、接地良好；
4）防误装置锁具完好、无锈蚀；
5）低压总开关接线牢固无松动；
6）柜体上电流、电压表指示正常；
7）柜体外壳手摸无明显发热；
8）通风装置正常。

2. 对于油浸式站用变压器应巡视以下内容

（1）本体。
1）箱体完好、清洁、无锈蚀、无渗漏；
2）声音均匀，无异声；
3）法兰、阀门、油管等无渗漏油；
4）压力释放装置完好，无渗漏油及动作指示；
5）各阀门位置正确；
6）呼吸器完好，油杯内油面、油色正常，呼吸畅通（油中有气泡翻动），硅胶变色不超过2/3。
（2）储油柜。
1）完好、清洁、无锈蚀、无渗漏；
2）油位应正常；
3）瓦斯继电器内充满油，无气体，防雨罩完好。
（3）套管。
1）油色、油位正常、无渗漏；
2）瓷质部分清洁，无裂纹、放电痕迹及其他异常现象。
（4）导引线。
1）引线线夹压接牢固、接触良好，无发热现象；
2）引线无断股、散股、烧伤痕迹；
3）中性点引下线接地良好；
4）引下线驰度适中，摆动正常；

5）无挂落异物。

（5）二次接线箱。

1）门关闭严密，箱内清洁、干燥、无锈蚀、封堵严密；

2）接线无松动、脱落现象。

（6）高压熔丝。

1）无熔断、无裂纹，无发热，接头示温片无融化脱落；

2）支持牢固、无倾斜，瓷绝缘子无碎裂。

（7）其他。

1）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏，相色标示清晰、无脱落；

2）基础无倾斜、下沉；

3）架构完好无锈蚀、接地良好；

4）接地及引下部分完好；

5）低压总开关接线牢固无松动。

10.10.2.2　交流屏的巡视检查

1. 屏前

1）交流系统运行方式正确、各支路运行指示灯应正常；

2）环路电源开环正确，有警示标志清楚；

3）进线电源开关位置正确；

4）各切换开关位置正确；

5）无异常信号，各指示灯指示正确；

6）无异常声响、无异味，无冒烟、无发热等现象；

7）测量表计应准确，表计试验标签有效齐全；

8）事故照明电源开关的运行工况正常；

9）熔丝应完好；

10）备用电源自动切换装置试验时能正确动作。

2. 屏后

1）接线连接牢固、接触良好，无发热现象；

2）屏内无异物，二次接线无松动、脱落现象；

3）屏完好无锈蚀，屏内清洁，接地良好、封堵严密。

3. 其他

1）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏，相色标示清晰、无脱落；

2）电缆封堵完好，无破损，屏内保持清洁，防止污闪。

10.10.3　站用电交流验收

10.10.3.1　干式站变压器大修、小修、预试的验收项目

（1）询问检修工作内容、项目及更换零部件情况。

（2）现场整洁，设备上无遗留物。油漆完整，相色标志明显、正确。

（3）线圈无外露、外表清洁无污垢。

（4）引线接头连接正确牢固。

（5）温度指示与实际相符。

（6）电缆头处相色正确。

（7）原缺陷是否消除，是否有遗留缺陷。

（8）试验项目齐全，结论合格。

10.10.3.2　油浸式站变压器大修、小修、预试的验收项目

（1）询问检修工作内容、项目及更换零部件情况；

（2）现场整洁，设备上无遗留物；油漆完整，相色标志明显、正确。

（3）套管完好无破损、外表清洁无污垢。

（4）引线接头连接正确牢固，油色油位正常，无渗漏油。

（5）呼吸器硅胶无变色、堵塞现象，油封正常，外壳接地完好。

（6）原缺陷是否消除，是否有遗留缺陷。

（7）试验项目齐全，结论合格。

10.10.3.3　站用电屏大修、小修、预试的验收项目

（1）询问检修工作内容、项目及更换零部件情况。

（2）原缺陷是否消除，是否有遗留缺陷。

（3）无异常信号，各指示灯指示正确。

（4）无异常声响、无异味，无冒烟、无发热等现象。

（5）测量表计应准确，表计试验标签有效齐全。

（6）熔丝应完好。

（7）接线连接牢固、接触良好，无发热现象。

（8）屏内无异物，二次接线无松动、脱落现象。

（9）屏完好无锈蚀，屏内清洁，接地良好、封堵严密。

（10）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏，相色标示清晰、无脱落。

（11）电缆封堵完好，无破损，屏内保持清洁，防止污闪。

10.10.4　交流站用电系统的运行与操作及注意事项

（1）站用变压器的操作基本同变压器，要求必须拉开低压侧负荷开关后才允许拉开高压侧开关或者熔丝手车由工作位置至试验位置，送电操作相反。

（2）站用电的切换遵循先拉开后合上的原则，严防站用变压器低压侧并列运行。

（3）站用变压器更换或者接线改动后，在投运前应核对相序是否正确，应严防风冷电机及开关储能电机反转。

（4）站用变压器400V低压部分的操作，值班员根据运行情况，自行掌握。

（5）对于站用电交流电源环供点，在正常情况下，环供点断路器是断开的，不允许将站用电不同电源并列运行，并应在环供点处挂“禁止合闸”提示牌。

（6）检修使用试验电源，一般应专接于专用的动力箱或者继电保护校验电源箱内，严禁直接接在400V母线排上。

（7）站用变压器分接头位置的调整，应在检修状态下由试验人员进行调整，调整后测量直流电阻，判断分接头接触是否良好。

（8）站用电400V电源屏上进线电源开关及分段开关若具备按钮电动操作功能的，应优

先使用按钮电动操作，在按钮操作失灵时，才考虑使用机械方式操作。

（9）操作站用变压器低压开关后，应及时检查相关表计、指示灯变化是否正确，相关遥信变位、遥测量变化等信息是否和操作目的一致。

（10）站用变压器低压开关的检修应做相关安措，保证检修工作安全进行。

10.10.5 交流站用电系统异常及事故处理

（1）站用电系统运方调整或者运方薄弱时，应事先做好站用电失电的事故预想。

（2）站用电系统事故处理的一般原则：查明原因、隔离故障点后，尽快恢复送电，事故处理过程中充分考虑站用电失去后对重要负荷的影响。

（3）站用电系统事故跳闸，经现场检查无法找到明显故障点时，可采用分段逐路试送的方法进行故障支路的查找。

（4）站用电系统采用单母分段接线方式的，其 2 个进线电源开关和分段开关应遵循“三取二”的闭锁原则，即正常情况下，3 个开关中只允许同时合上其中 2 个开关，避免经 400V 交流电源开关使站用电系统并列运行。

（5）站用电系统电压过高或过低时，应优先考虑站用变压器高压侧母线的电压调整，若高压侧已无调节手段，则可以考虑停用站用变压器后调整站用变压器分接头位置进行调节 400V 低压母线电压。

（6）站用电系统发生以下现象之一时，应立即停用，并汇报领导：

1）站用变压器本体内部声音很不正常，有爆裂声。

2）站用变压器温度不正常，并不断上升。

3）站用变压器喷油或着火。

4）站用变压器套管破损、放电。

5）干式站用变压器有严重异味。

6）其他严重影响继续运行的现象。

（7）站用变压器高压熔丝熔断现象，见表 10-62。

表 10-62 站用变压器高压熔丝熔断现象

站用变压器联结组别号	故 障 性 质	现　　象
Y，Y	熔断一相	低压侧相应相电压消失
	熔断二相	低压侧电压全部消失
D，Y	熔断一相	低压侧二相电压降低 1/2，另一相电压正常
	熔断二相	低压侧电压全部消失

注：站用电系统如有自动投切装置，则高压熔丝一相熔断时，自投装置可能动作；高压熔丝二相熔断时，自投装置应动作。站用电失电及自投装置动作后均发出相应光字牌信号或遥信。

（8）站用变压器高压熔丝熔断后，应立即汇报领导，在停用熔丝熔断的站用变压器后，进行站用变压器系统的切换，在检查站用变压器本体无异常情况后，在保证安全的情况下，更换站用变压器高压熔丝，恢复正常运行方式。若更换高压熔丝后，再次熔断，则应将本站用变压器停运，并汇报相关领导，听候处理。

（9）带有风冷装置的干式站用变压器，当温控箱上“风机故障”灯亮时，一般为风机过载或短路等原因引起，这时风机电源将自动断开；当电铃响及“超温报警”灯亮时，一般为变压器绕组温度达到发信值（无具体规定时为155℃）；当“超温跳闸”灯亮时，一般为变压器绕组达到跳闸值（无具体规定时为170℃），但目前不出口；风冷故障或站用变压器温度过高时，应及时采取相应措施，调整远方、减小负荷或停用站用变压器等，并及时联系修复。

10.11 站用直流系统

变电站的直流设备包括直流馈电设备、蓄电池及其充电设备。蓄电池又分防酸隔爆式铅酸蓄电池（简称防酸蓄电池）、镍镉蓄电池、阀控式密封免维护铅酸蓄电池（简称阀控蓄电池）3种。早期的铅酸蓄电池因在工作过程中电极反应产生的氢气容易泄漏进而引起爆炸事故，所以相关标准对设计都做了特殊要求，如蓄电池室应采用防爆型灯具、通风电机，室内照明线应采用穿管暗敷，室内不得装设开关和插座等。近几年来，新建、改扩建的变电站，大都采用阀控蓄电池以及镉镍碱性蓄电池。

10.11.1 直流系统配置及运行方式

（1）直流站用电系统配置及运行方式：按照接线方式可分为单母分段接线和单母线方式，对于单母分段接线：每段母线具有独立的整流模块（包括充电模块、控制模块）或充电机及蓄电池组，正常情况下，两段母线分列运行；对于单母接线：具有交流进线选线装置，独立的整流模块（包括充电模块、控制模块）或充电机及蓄电池组，正常情况下，本段母线供全站直流系统负荷。

（2）110kV及220kV变电站直流站用电系统每段母线应有两路交流电源通过自动切换装置选择一路整流后供本段母线，且当任一路失电后，自动切换至另一路交流电源整流供直流系统。

（3）直流站用电系统按照合闸母线和控制母线的联接方式一般分为3种：

1）合闸母线和控制母线合一：此时合闸母线电压等于控制母线电压。

2）合闸母线通过降压硅链与控制母线连接：此时合闸母线电压高于控制母线电压，充电模块、蓄电池组接于合闸母线，控制模块、直流负荷接于控制母线；降压硅链原则上应配置防止硅链内部开路等故障的保护。

3）合闸母线通过降压硅链和斩波装置与控制母线连接：此时合闸母线电压高于控制母线电压，充电模块、蓄电池组接于合闸母线，直流负荷接于控制母线，此时无单独的控制模块向控制母线供电。正常情况下，“双降压”方式只使用斩波器一套降压装置供直流母线负荷。

（4）直流站用电系统电压的调节应具有手动和自动两种，正常情况下采用自动方式进行电压调节，异常及事故情况下，采用手动方式进行电压调节。

（5）直流站用电系统应具有C级、D级两级防雷措施，以防止浪涌电流对直流系统的损坏，且防雷装置安装距离应大于2.5m，C级安装在电源侧，D级安装在负荷侧，且C级要求具备脱扣开关，并能发出信号。

（6）直流站用电系统必须具备短路、过电流、断相、电压异常等相关异常报警信号，

并提供一副充电装置故障总信号常开触点，以便监视直流系统运行情况。

（7）直流站用电系统空气断路器、熔断器应具有安—秒特性曲线，上下级应大于 2 级的配合级差，并应满足动作选择性的要求。

（8）直流站用电系统应具有独立的直流支路向本站 UPS 供电。

（9）对于重要的直流负荷，应具有两路直流电源供电。

（10）继电保护校验用直流 80% U_e 电源取自蓄电池 80% 抽头，经直流屏上电源开关送至保护室。

（11）直流站用电系统应配置绝缘检测装置，监视直流系统的绝缘情况。

（12）直流站用电系统应配置微机监控仪，监视直流系统的正常运行情况，并可以对各种参数进行设定，以保证直流系统的正常运行。

（13）直流站用电系统运行方式。

1）单母分段接线：正常情况下，两路交流电源通过两个自动切换装置各出一路交流经充电模块整流后供直流系统合闸母线，再经降压后供控制母线，由控制母线带直流负荷，蓄电池组接于合闸母线上，一般情况下，400V 交流Ⅰ段电源经整流后供直流Ⅰ段母线；400V 交流Ⅱ段电源经整流后供直流Ⅱ段母线。

2）单母线接线：正常情况下，400V 两路交流电源通过自动切换装置出一路交流经充电模块整流后供直流系统合闸母线，再经降压后供控制母线，由控制母线带直流负荷，蓄电池组接于合闸母线上，且两路交流电源任一路失电后切换装置将自动切换至另一路继续向直流系统供电。

10.11.2 阀控式密封铅酸蓄电池

（1）运行单位应具有的参数值范围及特性曲线（由制造厂家提供）如下：

1）单体电池浮充电压值及范围。

2）单体电池充电（恒压）电压值及范围。

3）10h 率充电限流值及最大充电限流值。

4）每只阀控电池阻抗值（内阻）。

5）50% 和 100% 深度放电后充电特性曲线。

6）倍率放电特性曲线（放电电流分别为 $1I_{10}$、$2I_{10}$、$3I_{10}$、$4I_{10}$、$5I_{10}$、$10I_{10}$）。

7）倍率放电容量与 I_{10}、温度关系曲线。

8）短时冲击（合闸）电流放电特性曲线。

9）浮充电压与温度关系曲线。

10）电池荷电容量与时间、温度关系曲线。

11）阀控电池气体复合反应效率曲线。

12）不同倍数放电 2h 后，叠加冲击电流（0.5s）的特性。

（2）蓄电池组正常按浮充电方式运行，浮充电压和浮充电流值应严格符合蓄电池制造厂的规定，当环境温度变化时浮充电压值应有相应的变化（浮充电压值的温度补偿）。

（3）因蓄电池组长期处于浮充工作状态，浮充电压值设置正确与否直接影响蓄电池组的容量和寿命。当环境温度为 25℃时，常用蓄电池每单元浮充电压参考值为 2.25V。

（4）浮充蓄电池组运行电压偏差值规定如下：蓄电池组在正常浮充状态下运行 3～6 个

月，蓄电池端电压与平均值的偏差应不大于表 10-63 的规定值。

表 10-63　浮充运行电压偏差值

标称电压/V	偏　差　值
2	±0.05
12	±0.3

注：蓄电池组在正常浮充状态运行，运行 3～6 个月后，在浮充状态下，测量蓄电池组端电压，求平均值，再逐只测蓄电池端电压。蓄电池端电压与平均值偏差应符合上表的规定。

（5）均衡充电（简称均充）：当蓄电池组深度放电或长期处于浮充工作状态时，单体电池的电压和容量都可能出现不平衡现象。为了消除这种不平衡现象，必须在一定的时间内适当提高充电电流和充电电压，此即均充。如有的充电装置当蓄电池组放电深度超过 20%，或浮充电时间超过一个月，或二只以上单体电池的浮充电压低于 2.18V（此值对于不同型号的电池略有差异）时即自动进行均衡充电。

（6）蓄电池组进入均充状态，首先以 $0.1C_{10}$（C_{10}为蓄电池组 10 小时率额定容量）电流稳流充电，随着时间的推移，充电电压逐渐升高，当充电电压升高到蓄电池制造厂规定的均充电压值时，转入稳压充电，当充电电流降低到 $0.01\ C_{10}$后，继续以制造厂规定的均充电压值稳压充电 3h，此次均衡充电即告完成，转入正常浮充状态。

（7）均充电压和均充电流值应严格符合蓄电池制造厂的规定（一般即采用充电电压和充电电流值），当环境温度变化时均充电压值应有相应的变化（均充电压值的温度补偿）。当环境温度为 25℃时，常用蓄电池每单元均充电压参考值为 2.35V。

10.11.3　直流站用电系统的巡视检查

10.11.3.1　直流屏的巡视检查

1. 屏前

1）直流系统运行方式正确，各支路运行指示灯应正常；

2）充电装置运行正常，无异常退出情况；

3）充电控制器电压、电流显示正常；

4）各切换开关位置正确；

5）无异常告警信号，各指示灯指示正确，三相交流输入电压正常，无断相情况；

6）蓄电池进线，充电进线和浮充电的电流正常，合闸、控制母线电压正常（在正常的浮充条件下，巡视时检查直流母线电压应位于直流额定电压的 105%，并不得超过直流用电设备所允许的电压波动范围。）直流控制母线电压应在允许偏差范围内（即 223～227V）；

7）测量表计应准确，表计试验标签有效齐全；

8）充电装置通风系统完好，风扇无积灰；

9）各元件（防雷、蓄电池采集装置、绝缘监测装置等）无异常声响、无异味，无冒烟、无发热等现象；

10）事故照明电源开关的运行工况正常；

11）熔丝应完好；

12）直流系统对地绝缘应良好，绝缘监测装置和电压监测装置运行正常，方式开关位

置正确；

13）交流进线自动切换装置试验时能正确动作。

2. 屏后

1）接线连接牢固，接触良好，无发热现象；

2）屏内无异物，二次接线无松动、脱落现象；

3）柜门密封良好，无锈蚀，屏内清洁，封堵严密；

4）接地良好。

3. 其他

1）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏；

2）电缆封堵完好，无破损，屏内保持清洁，防止污闪。

10.11.3.2 控式蓄电池组的巡视检查

1. 本体

1）蓄电池外观清洁，无变形；

2）连接条、接线桩头等无松动和腐蚀及明显氧化现象，有凡士林保护；

3）蓄电池的单个电池的电压监测在正常范围内（2.25±0.05V，13.5±0.3V）；

4）室内的温度、通风和照明正常，空调按要求开启，蓄电池室窗户窗帘按要求拉上（20~25℃），室内无强烈异味；

5）极柱、安全阀等无渗漏液体。

2. 其他

1）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏；

2）电缆封堵完好，无破损，屏内保持清洁，防止污闪。

10.11.4 检修后直流系统的验收

10.11.4.1 阀控式蓄电池的验收

（1）询问检修工作内容、项目及更换零部件情况。

（2）原缺陷是否消除，是否有遗留缺陷。

（3）蓄电池的接线端子或外壳不会出现电解液渗液现象，蓄电池的槽、盖、安全阀等材料具有阻燃性，蓄电池密封采用热熔式，以保证其安全和有效地运行。

（4）连接条、接线桩头等无松动和腐蚀及明显氧化现象。

（5）蓄电池的单个电池的电压监测在正常范围内（2.25±0.05V，13.5±0.3V）。

（6）室内的温度、通风和照明正常，空调按要求开启，蓄电池室窗户窗帘按要求拉上（20~25℃）。

（7）极柱、安全阀等无渗漏液体。

（8）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏。

（9）电缆封堵完好，无破损，屏内保持清洁，防止污闪。

10.11.4.2 直流系统直流屏的验收

（1）询问检修工作内容、项目及更换零部件情况。

（2）原缺陷是否消除，是否有遗留缺陷。

（3）直流系统运行方式正确，各支路运行指示灯应正常。

（4）充电装置运行正常，无异常退出情况。

（5）充电控制器各参数显示正常。

（6）各切换开关位置正确。

（7）无异常告警信号，各指示灯指示正确，三相交流输入电压正常，无断相情况。

（8）测量表计应准确，表计试验标签有效齐全。

（9）充电装置通风系统完好，风扇无积灰。

（10）各元件无异常声响、无异味，无冒烟、无发热等现象。

（11）事故照明电源开关的运行工况正常。

（12）熔丝应完好。

（13）直流系统对地绝缘应良好，绝缘监测装置和电压监测装置运行正常，方式开关位置正确。

（14）交流进线自动切换装置试验时能正确动作。

（15）接线连接牢固、接触良好，无发热现象。

（16）屏内无异物，二次接线无松动、脱落现象。

（17）柜门密封良好，无锈蚀，屏内清洁，接地良好，封堵严密。

（18）设备编号、标示齐全、清晰、无损坏。

（19）电缆封堵完好，无破损，屏内保持清洁，防止污闪。

10.11.5　直流站用电系统的运行与操作及注意事项

（1）直流系统回路的停电操作，一般先拔下正极熔丝，再拔下负极熔丝，防止寄生回路影响继电保护等回路的正常工作，送电操作相反。

（2）直流站用电系统投入运行时，应先对蓄电池组进行核对性充放电试验，蓄电池组离散性应在合理范围内，否则不能投入运行。正常情况下蓄电池组在浮充电状态下运行，结合维护计划还应定期做充放电。

（3）正常情况下直流站用电系统绝缘监测装置，应投在“常规检测”位置，查找接地支路时，应切至“微机绝缘检测”位置。

（4）根据相关规定，运行人员应每月进行一次蓄电池电压的抄录。

（5）单独采用硅链降压的直流系统，正常情况下，硅链应切至“自动”调节位置，当发生异常情况时，切换至“手动”调节位置，进行电压的调节，运行中应严防硅链短路造成调压失败，或者引起控母电压异常升高，对继电保护等控制回路造成影响。

（6）硅链切换试验：因正常情况下硅链中不通过电流（经斩波装置或控制模块供电），为掌握硅链是否正常，应定期进行硅链切换试验。将硅链切换至“手动”调节位置，进行电压的调节（抬高设定的电压值），使电流转由硅链供，检查控母电压正常，而斩波装置或控制模块中电流降为零，说明硅链工作正常，恢复正常运行方式。

（7）高压开关柜内的照明及断路器机构箱中的照明和电热器不准使用直流电源。

（8）运行中的直流系统严禁断开蓄电池的总熔断器。

10.11.6　直流站用电系统异常及事故处理

（1）直流系统受供的交流整流一路电源失去后，应立即检查另一路交流电是否经切换

装置已自动切换；直流系统受供的交流整流电源全失时，应检查蓄电池组是否继续向直流负载供电。

（2）直流系统发生接地故障时，按照以下原则处理：

1）直流系统发生接地故障时，应尽快消除，恢复正常，防止因接地造成继电保护误动或者拒动情况的发生。

2）直流系统接地后，应停止站内相关工作，特别是二次回路上的工作。

3）查找故障顺序

① 在直流回路上操作的同时发生了直流系统接地故障应首先在该回路查找接地点。

② 先查找事故照明、信号回路，充电机回路，后查找其他回路。

③ 对于操作和保护不分开的站，应先查找主合闸，后查找操作回路；对于适用于操作与保护分开的站，应先查找操作回路，后查找保护回路。

④ 先查找室外设备，后查找室内回路。

⑤ 按电压等级从低到高查找。

⑥ 先查找一般回路，后查找重要线路。

⑦ 硅整流隔离变压器二次侧或硅整流元件、阻容元件接地时，直流系统也会发出接地故障信号。

4）直流系统接地后，可以通过绝缘监测装置进行接地支路的查找，也可以通过试拉分路的方法进行查找，但应注意以下事项：

① 雷雨等恶劣天气时禁止拉路查找接地。

② 拉路原则是：先拉信号、照明等相对不重要的负荷，再拉控制回路等重要直流负荷；先拉室外部分再拉室内部分。

③ 试拉分路如影响运行，则应得到有关领导的许可，并且失电时间应尽可能短。

④ 采用试拉分路方法查找接地时，至少应两人进行。

⑤ 试拉分路时严禁拉开 PT 并列装置的控制直流电源，防止 PT 二次电压失去造成保护误动。

（3）当直流系统发出“整流模块故障”信号时，应检查整流模块是否过热、外观是否有明显变化等，对于具有充电模块和控制模块的直流系统，若检查为充电模块故障，必要时可以停用故障充电模块，等待处理，若检查为控制模块故障，此时应停用故障控制模块，并同时注意调整控制母线的电压在合理范围之内，等待处理；对于仅有充电模块的系统，处理同上；对于单母分段接线的直流系统，当其中一段母线的模块发生故障不能满足运行条件时，可以通过合上母联开关的方式，将两段直流母线并列运行。

（4）当直流系统发出“直流母线电压异常”信号时，应检查直流母线是否短路、断相、电压过高或过低，降压装置是否故障等，若无以上情况，可以手动调整降压装置，使得母线电压在合理范围内，如信号仍不能消除，则等待处理。

（5）当直流系统发出“直流系统绝缘异常”信号时，应遵循本节第（2）条原则进行处理。若直流系统配有微机绝缘检测装置，可以通过以下方法进行查找接地（以常规 WZJD-6A 装置为例）：

1）送上该装置的直流电源（电源开关在装置面板后面，常在“ON”，正常不操作）；当接地检测装置投切开关至“ZJD”时，装置得电。

2）QK 测量“正对地”及“负对地”电压，判断为哪一极接地，然后将接地检测装置投切开关从“ZJJ”切至“ZJD”后，按 WZJD－6A 装置上复位建，装置进行逐路检测。

3）若基本确认为哪几条线路直流接地后，可进行手动查找：按 WZJD－6A 装置上的“复位”键后再按“↑”“↓”至相应支路数，其最后一次显示的数值为该支路数阻值。

4）根据直流接地支路对照表可知是何支路直流接地。

（6）当直流系统发出“电池组熔丝熔断”信号时，应检查蓄电池组熔断器是否确实熔断，蓄电池组电压是否过高等，在查明熔断原因后，更换蓄电池组熔丝恢复直流系统正常运行。

（7）当直流系统发出“蓄电池组电压异常”信号时，应检查整组蓄电池的电压是否已越设置报警值，单节电池电压是否异常，蓄电池组内部是否开路、短路，若为蓄电池组本身故障，应立即处理。

（8）当直流系统发出“通信模块故障”时，应检查通信模块后接线是否松动，模块插件是否松动等，若为有源通信接口，可采用试拉电源的方法，若信号仍存在，则等待处理。

（9）直流系统使用的直流断路器必须有自动脱扣功能，不能用普通交流断路器代替。

10.12　防雷及接地系统

10.12.1　一般规定

（1）变电站的防雷设备主要有避雷针、避雷线及避雷器。避雷针、避雷线是保护电气设备和建筑物免受直击雷破坏的保护设备；避雷器则是用来使电气设备免受瞬态雷击过电压或操作过电压危害的一种保护性设备。

（2）为了防止直击雷对变电站电气设备及建筑物的侵害，应装设足够数量的避雷针或避雷线。

（3）独立避雷针和避雷器的接地应牢固，应有独立接地装置，与总接地网的连接可以拆开，以便单独测量接地电阻。

（4）35kV 及以上避雷器应在三相分别配置独立的放电计数器且不得短接，其固定位置应便于读数，接地引线应满足规定的截面要求。

（5）氧化锌避雷器应定期检查泄漏电流，并做好记录。

（6）避雷器应常年投入运行，每年雷雨季节到来前必须按周期完成预防性试验。

（7）为了保证人身和设备安全，所有电气设备的外壳必须接地，并与总接地网连接，接地良好并有明显标志。

（8）变电站接地装置的接地电阻至少每三年测量一次，并符合下列规定：

1）独立避雷针的接地电阻不应大于 10Ω。

2）35kV 变电站接地网的接地电阻不应大于 10Ω。

3）110kV 及以上变电站接地网的接地电阻不应大于 0.5Ω。

4）变电站接地装置应定期进行试验，试验合格投入运行。

5）各种防雷装置的接地引下线，每年在雷雨季节前检查一次。

6）变电站运行 10 年以上，应开挖接地网，视检查情况检修或重做。

（9）变压器中性点应有两根与主接地网不同地点连接的接地引下线，且每根接地引下线均应符合热稳定的要求。重要设备及设备架构等宜有两根与主接地网不同地点连接的接地引下线，且每根接地引下线均应符合热稳定的要求。连接引下线应便于定期进行检查测试。

（10）电气装置的每个接地部分应以单独的接地线与接地干线相连。不得在地下用裸铝导体作为接地体或接地引下线，不得使用蛇皮管、保温层的金属外皮或金属网、电缆金属护层以及混凝土架构的配筋作为接地线和接地引下线。

10.12.2 防雷及接地装置的巡视检查

（1）正常巡视项目和要求

1）避雷器导线无松股、断股、过紧、过松、变形等异常现象，引线线夹压接牢固、接触良好，无发热现象。

2）避雷器放电记录器指示正确清晰，外观完好，上下部连接线应完好无损。

3）避雷器泄漏电流指示正确清晰、内部不受潮，数据差异不超过10%。

4）记录并比较避雷器泄漏电流表及放电记录器的显示值，看有无变化。

5）避雷器绝缘外套应清洁完整，无裂纹和放电、电晕及闪络痕迹，法兰无裂纹锈蚀、进水等现象。

6）避雷器末裙屏蔽引下线连接良好。

7）避雷针垂直、牢固，本体完好，无严重锈蚀，基础无下沉和倾斜。

8）站内各设备的本体、操动机构、架构等应有可靠的接地引下线，无断开、松动和锈蚀。

9）避雷器内部无异声、放电声。

10）均压环装设牢固，环面应保持水平，表面无锈蚀变形。

11）避雷器的绝缘底座瓷质部分无破损，氧化锌避雷器的绝缘橡胶无老化现象。

12）围墙外的避雷针应纳入变电设备，进行日常运行管理。

13）严禁在装有避雷器、避雷针的构架上架设没有防护措施的通信线、广播线和低压线。不准在避雷针周围5m范围内搭设临时建筑物。

14）变电站的接地网不准作为电焊机地线使用；变电站内微波站的接地网应与变电站的接地网均压相连。

（2）特殊天气检查

遇有雷雨、雪、风、雹等特殊天气后，应及时重点检查：

1）避雷器计数器动作情况。

2）避雷针（线）和避雷器引线摆动情况。

3）避雷器、放电间隙的覆冰情况。

4）放电间隙动作后，应检查其间隙是否烧伤、距离有无变化。

5）相关设备的接地线有无烧断或开焊。

10.12.3 防雷及接地装置检修后的验收项目

（1）检修试验项目齐全，试验数据符合要求。

（2）现场清洁，避雷器上无临时短路接线及其他遗留物。

（3）瓷绝缘子清洁、无破损裂纹，引线固定牢固，金属件无锈蚀，外壳接地引线焊接牢固。

（4）相色标志明显、正确。

（5）避雷器绝缘底座瓷质部分无破损，应有导水孔（或缝）并保证排水畅通。

（6）避雷器在线监测装置的通流容量及电流表的技术参数必须与被监测的避雷器的特性相适应，投入前应将初始漏电流值及厂家提供的指标（参数标值）记入测试记录簿。

（7）对施工中接地装置的隐蔽部位，应在覆盖前会同运行部门做好中间检查和验收。

（8）均压环装设牢固，表面无锈蚀变形。

（9）避雷针垂直、牢固。

（10）拼装式避雷针，所内应有防松动螺钉，围墙外还要有防盗螺钉。

10.12.4 防雷及接地装置运行注意事项

（1）按预防性试验规程，确保过电压保护装置不超期、不漏项，发现缺陷及时处理。

（2）110kV 及以上磁吹或氧化锌避雷器未装监测装置的，雷雨季节每月测量一次电导电流，其他季节每季测试一次。测量时应记录避雷器运行电压、环境温度、大气相对湿度及护套污秽状况等运行条件，测量结果应与投运时或前几次的数据进行纵向比较，三相之间进行横向比较，如发现异常应停电复试、处理。

（3）避雷器每月做一次放电情况检查记录（雷雨后也应做此检查），包括放电动作次数和泄漏监测仪的检查记录。

（4）除日常巡视检查外，每年雷雨季节前，应检查接地及引下线的完好情况；应定期开挖抽查其锈蚀情况，对锈蚀严重、满足不了热稳定要求的接地体应进行大修、更换。

（5）35 ~ 220kV 线路若无避雷器者，雷季不宜开口运行。

（6）在雷雨天气若需要巡视室外高压设备时，应穿绝缘靴，并不得靠近避雷器和避雷针。

（7）变电站接地网电阻不符合要求未处理前，晴天巡视和操作应穿绝缘靴。

（8）氧化锌避雷器泄漏电流异常升高，超过 10%，应加强监视；超过 20%，应立即汇报领导，进行带电测试。

（9）氧化锌避雷器泄漏电流指示为 0 或表计进水，应及时汇报。

10.12.5 防雷及接地装置的异常和故障处理

（1）运行中避雷器有下列故障之一时，应汇报领导，立即停用：

1）避雷器瓷套破裂、橡胶老化严重。

2）避雷器底座支持瓷绝缘严重破损、裂纹。

3）避雷器内部有异声和放电声。

4）连接引线严重烧伤或断裂。

5）接地网或接地引下线开焊、断裂。

6）运行电压下避雷器泄漏电流超标或逐渐增加。

7）接地电阻不合格。

（2）运行中发生避雷器爆炸或接地时，按以下规定处理：

1）避雷器爆炸但未接地应报告领导，将避雷器停用并更换。

2）因裂纹或爆炸已造成接地时，禁止用隔离开关切除故障避雷器，应尽快用断路器拉开电源。

3）对于装有避雷器泄漏电流监测器的，在天气干燥、运行电压正常时，如果泄漏电流值超过“参考标值”的1.50倍或小于0.75倍时应进行带电测试，查明原因。如果泄漏电流指数超过“参考标准”的2倍或小于0.50倍时，则应停电检查避雷器。在天气良好、运行电压正常，特别是避雷器动作后，如果泄漏电流持续上升、下降或是不停地摆动，应立即将避雷器退出运行，以防发生爆炸。

10.13 架空线路和电力电缆

10.13.1 架空线路

用户所巡视的架空线路一般指自产权分界点到用户变电站即用户产权部分的架空线路。

10.13.1.1 架空线路运行的基本要求

（1）线路的运行工作必须贯彻安全第一、预防为主的方针，严格执行电力安全工作规程的有关规定。

（2）公司成立外部线路巡视小组，由设备保全部从各分厂电气维修人员中抽调。由设备保全部总降主管负责线路的巡视、检测、维修和管理等方面的工作，包括计划、管理制度起草、资料及记录整理、工器具准备等。

（3）每条线路应有明确的维修管理界限，应与供电公司明确划分分界点，不得出现空白点。

（4）应开展电力设施保护宣传教育工作，建立和完善电力设施保护工作机制和责任，加强线路保护区管理，防止外力破坏、变动较大。

（5）线路外绝缘的配置应在长期监测的基础上，结合运行经验，综合考虑防污、防雷、防风偏、防覆冰等因素。

（6）对易发生外力破坏、鸟害的区域和处于洪水冲刷区的输电线路，应加强巡视，并采取针对性技术措施。

（7）线路的杆塔上必须有线路名称、杆塔编号、相位以及必要的安全、保护等标志，同塔双回、多回线路应有醒目的标识。

（8）运行中应加强对防鸟装置、标志牌、警示牌及有关监测装置等附属设施的维护，确保其完好无损。

（9）如有必要且条件具备，可自购或向供电公司寻求帮助采用无人机巡线。

10.13.1.2 架空线路的巡视检查

架空线路巡视是为掌握线路的运行情况，及时发现线路本体、附属设施以及线路保护区出现的缺陷或隐患，并为线路检修、维护及状态评价（评估）等提供依据，近距离对线路进行观测、检查、记录的工作。

1. 线路本体

（1）地基与基面：无填土下沉或缺土、水淹、冻胀、堆积杂物等情况；

（2）杆塔基础：无破损、酥松、裂纹、漏筋、基础下沉、保护帽破损、边坡保护不够等；

（3）杆塔：无以下情况或变化发生

1）杆塔倾斜；

2）主材弯曲；

3）地线支架变形；

4）塔材、螺栓丢失；

5）严重锈蚀；

6）脚钉缺失；

7）爬梯变形；

8）土埋塔脚等；

9）混凝土杆未封顶、破损、裂纹等。

（4）接地装置：无以下情况或变化发生

1）断裂；

2）严重锈蚀；

3）螺栓松脱；

4）接地带丢失；

5）接地带外露；

6）接地带连接部位有雷电烧痕；

7）多根接地引下线接地电阻值不应出现明显差别。

（5）拉线及基础：无以下情况或变化发生

1）拉线金具等被拆卸；

2）拉线棒严重锈蚀或蚀损；

3）拉线松弛；

4）断股；

5）严重锈蚀；

6）基础回填土下沉或缺土等。

（6）绝缘子：无以下情况或变化发生

1）伞裙破损；

2）严重污秽；

3）有放电痕迹；

4）弹簧销缺损；

5）钢帽裂纹；

6）断裂；

7）钢脚严重锈蚀或蚀损；

8）绝缘子串顺线路方向倾角大于7.5°或最大偏移值大于300mm。

（7）导线、地线、引流线、屏蔽线、OPGW：无以下情况或变化发生

1）散股、断股、损伤、断线；

2）放电烧伤；

3）导线接头部位过热；
4）悬挂漂浮物；
5）弧垂过大或过小；
6）严重锈蚀；
7）有电晕现象；
8）导线缠绕（混线）；
9）覆冰；
10）舞动、风偏过大；
11）对交叉跨越物距离不够等。
（8）线路金具：无以下情况或变化发生
1）线夹断裂、裂纹、磨损、销钉脱落或严重锈蚀；
2）均压环、屏蔽环烧伤、螺栓松动；
3）防振锤跑位、脱落、严重锈蚀、阻尼线变形、烧伤；
4）间隔棒松脱、变形或离位；
5）各种连板、连接环、调整板损伤、裂纹等。

2. 附属设施

（1）防雷装置：无以下情况或变化发生
1）避雷器动作异常、计数器失效、破损、变形、引线松脱；
2）放电间隙变化、烧伤等。
（2）防鸟装置：无以下情况或变化发生
1）固定式：破损、变形、螺栓松脱；
2）活动式：动作失灵、褪色、破损；
3）电子、光波、声响式：供电装置失效或功能失效、损坏等。
（3）各种监测装置：无缺失、损坏、功能失效等情况发生。
（4）杆号、警告、防护、指示、相位等标识：无以下情况或变化发生
1）缺失、损坏、严重锈蚀；
2）字迹或颜色不清、被涂改等。
（5）航空警示器材：无高塔警示灯、跨江线彩球缺失、损坏、失灵等情况发生。
（6）防舞防冰装置：无缺失、损坏等情况发生。
（7）ADSS 光缆：损坏、断裂、驰度变化等情况发生。

3. 线路通道环境

通道环境巡视应对线路通道、周边环境、沿线交跨、施工作业等情况进行检查，及时发现和掌握线路通道环境的动态变化情况。

（1）建（构）筑物：无违章建筑，建（构）筑物等。
（2）树木：无树木（竹林）与导线安全距离不足等情况存在。
（3）施工作业：线路下方或附近无危及线路安全的施工作业等。
（4）火灾：线路附近无烟火现象，无易燃、易爆物堆积等。
（5）交叉跨越：出现新建或改建电力、通信线路、道路、铁路、索道、管道等。
（6）防洪、排水、基础保护设施：无坍塌、淤堵、破损等。

（7）自然灾害：地震、洪水、泥石流、山体滑坡等引起通道环境的变化。

（8）道路、桥梁：无巡线道、桥梁损坏等。

（9）污染源：没有出现新的污染源或污染加重等情况。

（10）采动影响区：无裂缝、坍塌等情况出现。

（11）其他：线路附近无人放风筝、无危及线路安全的漂浮物、线路跨越鱼塘警示牌无丢失、无采石（开矿）、射击打靶、藤蔓类植物攀附杆塔等。

10.13.1.3　巡视周期的确定原则

（1）运行维护单位应根据线路设备合同到环境特点划分区段，结合设备状况和运行经验确定线路（区段）巡视周期。同时依据线路区段和时间段的变化，及时对巡视周期进行必要的调整。

（2）不同区域线路（区段）巡视周期的一般规定如下：

1）城市（城镇）及近郊区域的巡视周期一般为1个月。

2）远郊、平原等一般区域的巡视周期一般为2个月。

3）高山大岭、沿海滩涂、戈壁沙漠等车辆难以到达区域的巡视周期一般为3个月。

4）以上应为设备和通道环境的全面巡视，对特殊区段宜增加通道环境的巡视次数。

（3）不同性质的线路（区段）巡视周期规定如下：

1）单电源、重要负荷等线路的巡视周期不应超过1个月。

2）运行不佳的老旧线路（区段）、缺陷频发线路（区段）巡视周期不应超过1个月。

（4）对通道环境恶劣的区段，如易受到外力破坏区、树竹速长区、偷盗多发区、采动影响区、易建房区等在相应时段增加巡视，巡视周期一般为半个月。

（5）新建线路和改切区段在投运3个月内，每月应进行一次全面巡视，之后执行正常巡视周期。

（6）运行维护单位每年应进行巡视周期的修订，必要时应及时调整巡视周期。

10.13.2　电力电缆

10.13.2.1　一般规定

（1）电力电缆的截面应满足最大电流的要求，电缆终端处应有明显的相位标志，并悬挂标明电缆线号、起止点、电压、长度、截面、额定电流的铭牌，并有可靠接地，接地线应用截面面积不小于25mm^{2}的软铜线，接地电阻不应大于10Ω。

（2）电力电缆原则上不允许过负荷，即使事故时出现的短时过负荷，也应迅速恢复其正常负荷。

（3）35kV及以上电缆，不允许过负荷运行。35kV以下电力电缆，在紧急情况下可以短时过负荷，但应遵守下列规定：

1）3kV及以下电缆只允许过负荷10%，运行时间2h。

2）6～10kV电缆只允许过负荷15%，运行时间2h。

（4）电力电缆埋设深度及相互间距离的要求如下：

1）直埋电缆深度（由地面至电缆外皮）应不小于0.70m；穿越农田或在行车道下时不小于1m。

2）10kV及以下电缆相互间的距离不小于0.10m，10kV以上不小于0.25m。

3）位于电缆沟、夹层中的电力电缆和控制电缆一般应分开排列设置在不同的支架上，当两者敷设在同一支架上时，应将控制电缆放在电力电缆下面；当必须敷设于同一层托架上时，应用防火隔板隔开。

4）电缆的弯曲半径不小于外径的 15 倍。

5）电缆支架的层间垂直距离，应满足能方便地敷设电缆及其固定、安置接头的要求，在多根电缆同置一层支架上时，有更换或增设任一电缆的可能，电缆支架之间最小净距不宜小于表 10-64 的规定。

表 10-64　电缆支架层间垂直最小静距离

电 压 等 级	电缆隧道/mm	电缆沟/mm
10kV 及以下	200	150
35kV	250	200
66 ~ 500 kV	$2D+50$	$2D+50$

注：D 为电缆外径。

（5）电力电缆至开关柜和设备间，穿过楼层或隔墙时应有防水、防小动物封堵。

（6）电缆隧道和电缆沟内应有排水设施，电缆隧道、电缆沟内无积水，无杂物。

（7）电缆的防火与阻燃措施如下：

1）变电站电缆夹层、电缆竖井、电缆隧道、电缆沟等空气中敷设的电缆，应选用阻燃电缆。

2）在上述场所中已经运行的非阻燃电缆，应包绕防火包带或涂防火涂料。电缆穿越建筑物孔洞处，必须用防火封堵材料堵塞。

3）隧道中应设置防火墙或防火隔断。电缆竖井中应分层设置防火隔板；电缆沟每隔一定的距离应采取防火隔离措施。

4）电缆夹层、电缆隧道宜设置火情监测报警系统和排烟通风设施，并按消防规定，设置沙桶、灭火器等常规消防设施。

5）对防火防爆有特殊要求的，电缆接头宜采用填沙、加装防火防爆盒等措施。

6）电缆隧道较长且内部温度较高时，可在中间段增加通风口，但应注意做好防雨。

10.13.2.2　运行前的检查

（1）电力电缆投运前应按试验规程的规定进行交接试验并合格。有零序电流互感器时，电缆终端接地线应连接正确。

（2）电缆停电超过一周但不满一个月，在重新投入前，应用绝缘电阻表测量其绝缘电阻，如有异常时，必须做直流高压试验。停电超过一个月但不满试验周期，必须做直流高压试验，试验电压为标准预试电压的一半，时间为 1min。停电时间超过试验周期的，投入前需做预防性试验。

10.13.2.3　巡视检查

（1）电缆线段应定期巡视，电缆终端应随配电装置同时巡视。

1）电缆通道路面及户外终端巡视：66kV 及以上电缆线路每半个月巡视一次，35kV 及以下电缆线路每月巡视一次，厂内、变电站内电缆线路每 3 个月巡视一次。

2）35kV 及以下开关柜、分支箱、环网柜内的电缆终端每年结合停电巡视检查一次。

（2）非定期巡视

1）电缆线路发生故障后应立即进行故障巡视，具有交叉互联的电缆线路跳闸后，应同时对线路上的交叉互联箱、接地箱进行巡视，还应对给同一分厂或车间供电的其他电缆线路开展巡视工作以保证供电安全。

2）因恶劣天气、自然灾害、外力破坏等因素影响及电网安全稳定有特殊运行要求时，应组织运行人员开展特殊巡视。对电缆线路周边的施工行为应加强巡视，已开挖暴露的电缆线路，应缩短巡视周期，必要时安装临时视频监控装置进行实时监控或安排人员看护。

（3）巡视检查要求如下：

1）敷设于地下的电缆线路，应查看路面是否正常，有无开挖痕迹，沟盖、井盖有无缺损，线路标识是否完整无缺等；查看电缆线路上是否堆置瓦砾、矿渣、建筑材料、笨重物件、酸碱性排泄物或砌石灰坑、建房等。

2）敷设于桥梁上的电缆，应检查桥梁电缆保护管、沟槽有无脱开或锈蚀，检查盖板有无缺损。

3）检查电缆终端表面有无放电、污秽现象；终端密封是否完好；终端绝缘管材有无开裂；套管及支撑绝缘子有无损伤。

4）电气连接点固定件有无松动、锈蚀，引出线连接点有无发热现象；终端应力锥部位是否发热，应对连接点和应力锥部位采用红外测温仪测量温度。

5）有补油装置的交联电缆终端应检查油位是否在规定的范围之间。

6）接地线是否良好，连接处是否紧固可靠，有无发热或放电现象；必要时测量连接处温度和单芯电缆金属护层接地线电流，有较大突变时应停电进行接地系统检查，查找接地电流突变原因。

7）电缆铭牌是否完好，相色标志是否齐全、清晰；电缆固定、保护设施是否完好等。

8）检查电缆终端杆塔周围有无影响电缆安全运行的树木、爬藤、堆物及违章建筑等。

9）对电缆终端处的避雷器，应检查套管是否完好，表面有无放电痕迹，检查泄漏电流监测仪数值是否正常，并按规定记录放电计数器动作次数。

10）通过短路电流后应检查护层过电压限制器有无烧熔现象，交叉互联箱、接地箱内连接排接触是否良好。

11）检查工井、隧道、电缆沟、竖井、电缆夹层、桥梁内电缆外护套与支架或金属构件处有无磨损或放电迹象，衬垫是否失落，电缆及接头位置是否固定正常，电缆及接头上的防火涂料或防火带是否完好；检查金属构件如支架、接地扁铁是否锈蚀。

12）检查电缆隧道、竖井、电缆夹层、电缆沟内孔洞是否封堵完好，通风、排水及照明设施是否完整，防火装置是否完好；监控系统是否运行正常。

13）水底电缆应经常检查临近河（海）岸两侧是否有受潮水冲刷的现象，电缆盖板是否露出水面或移位，同时检查河岸两端的警告牌是否完好。

14）充油电缆应检查油压报警系统是否运行正常，油压是否在规定范围之内。

15）多条并联运行的电缆要检测电流分配和电缆表面温度，防止电缆过负荷。

16）对电缆线路靠近热力管或其他热源、电缆排列密集处，应进行土壤温度和电缆表面温度监视测量，以防电缆过热。

10.13.2.4 外力破坏防护

1. 基本要求

1）运行单位应根据国家电力设施保护相关法律法规及公司有关规定，结合本单位实际情况，制定电缆线路外力破坏防护措施。

2）运行单位应加强与政府规划、市政等有关部门的沟通，及时收集地区的规划建设、施工等信息，及时掌握电缆线路所处周围环境动态情况。

3）运行单位应及时了解和掌握电缆线路通道内的施工情况，查看电缆线路路面上是否有人施工，有无挖掘痕迹，全面掌控路面施工状态。

4）对于未经允许在电缆线路保护范围内进行的施工行为，运行单位应对施工现场进行拍照记录，并立即进行制止。

5）允许在电缆线路保护范围内施工的，运行单位必须严格审查施工方案，制定安全防护措施，并与施工单位签订保护协议书，明确双方职责。施工期间，安排运行人员到现场进行监护，确保施工单位不得擅自更改施工范围。

6）对于临近电缆线路的施工，运行人员应对施工方进行交底，包括路径走向、埋设深度、保护设施等。并按不同电压等级要求，提出相应的保护措施。

7）当电缆线路发生外力破坏时，应保护现场，留取原始资料，及时向有关管理部门汇报。

8）运行单位应定期对外力破坏防护工作进行总结分析，制定相应防范措施。

2. 施工区域的防护

1）对处于施工区域的电缆线路，应设置警告标志牌，标明保护范围。

2）因施工必须挖掘而暴露的电缆，应由运行人员在场监护，并告知施工人员有关施工注意事项和保护措施。对于被挖掘而露出的电缆应加装保护罩，需要悬吊时，悬吊间距应不大于1.5m。

3）工程结束覆土前，运行人员应检查电缆及相关设施是否完好，安放位置是否正确，待恢复原状后，方可离开现场。

3. 水底电缆的防护

1）水底电缆线路应按水域管理部门的航行规定，划定一定宽度的防护区域，禁止船只抛锚，并按船只往来频繁情况，必要时设置瞭望岗哨或安装监控装置，配置能引起船只注意的设施。

2）在水底电缆线路防护区域内，发生违反航行规定的事件，应通知水域管辖的有关部门，尽可能采取有效措施，避免损坏水底电缆事故的发生。

10.13.2.5 异常及故障处理

1. 电力电缆发现下列情况应及时汇报领导

1）电缆终端接地线、护套损坏或其他外观异常。

2）瓷绝缘子破损或充油电缆终端严重渗漏油。

3）充油电缆终端压力异常发出报警信号。

4）电缆过负荷。

5）电缆终端打火。

6）电缆终端与母线连接点过热。

2. 电缆着火或电缆终端爆炸的处理

1）立即切断其电源。

2）室内电缆故障，应立即起动事故排风扇。

3）汇报领导。

4）用干式灭火器进行灭火。

5）进入事故电缆层（室）应使用空气呼吸器。

10.13.3 相关标准

与架空线路、电缆线路有关的设计、施工验收、运行规范主要有：

GB50061—2010	66kV 及以下架空电力线路设计规范
GB50545—2010	110～750kV 架空输电线路设计规范
GB50217—2007	电力工程电缆设计规范
GB50173—2014	电气装置安装工程　66kV 及以下架空电力线路施工及验收规范
GB50233—2014	110～750kV 架空输电线路施工及验收规范
GB50168—2006	电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范
DL/T 741—2010	架空输电线路运行规程
国家电网公司	110（66）kV～550kV 架空输电线路运行规范
Q/GDW512—2010	电力电缆线路运行规程
DL/T 1253—2013	电力电缆线路运行规程

10.14 继电保护、安全自动装置的运行管理

10.14.1 概述

1. 继电保护装置

当电力系统的电力元件（如发电机、线路、变压器等）或电力系统本身发生了故障或危及其安全运行的事件时，向运行值班人员及时发出警告信号，或者直接向所控制的断路器发出跳闸命令，以终止这些事件发展的一种措施和设备。实现这种自动化措施的成套硬件设备，用于保护电力元件的一般统称继电保护装置；而用于保护电力系统的则通称为电力系统安全自动装置。继电保护装置是保证电力元件安全运行的基本装备，任何电力元件不得在无继电保护的状态下运行。电力系统安全自动装置则用以快速恢复电力系统的完整性，防止发生和终止已开始发生的足以引起电力系统长期大面积停电的重大系统事故，如失去电力系统稳定、频率或电压崩溃等。

2. 电力系统安全自动装置

电力系统安全自动装置是防止电力系统失去稳定性和避免电力系统发生大面积停电事故的自动保护装置。如线路自动重合闸装置、发电机自动裂解装置、电力系统自动裂解装置、按频率降低自动减负荷装置、按电压降低自动减负荷装置、备用电源自动投入装置以及变电站电压、无功综合自动控制装置。

3. 要求

继电保护和安全自动装置是保证电力系统及电气设备安全运行、稳定运行不可或缺的重

要设备。它应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。

4. 继电保护分类

电力系统中的电力设备和线路，应装设短路故障和异常运行的保护装置。

1）从功能上分，有主保护、后备保护、辅助保护和异常保护，其中主保护、后备保护、辅助保护都是用于短路故障时的保护。

主保护：满足系统稳定或设备安全要求，能以最快速度有选择地切除被保护设备和线路故障的保护。

后备保护：当主保护或断路器拒动时，用以切除故障的保护。

辅助保护：为补充主保护和后备保护的性能或当主保护和后备保护退出运行而增设的简单保护。

异常保护：反映被保护电力设备或线路异常运行状态的保护。

2）从动作行为上可分为跳闸和信号两大类。

3）从原理上可分为电量保护和非电量保护。电量保护如高频、距离、零序、电压、电流等，非电量保护如瓦斯、温度、释压器、压力异常等。

10.14.2 一般规定

（1）投退、定值、联锁关系的修改。继电保护及自动装置一旦调试正常投运后，任何人不得擅自决定投退，不得擅自修改保护定值及联锁（包括软联锁）关系。特殊情况确需修改的，按以下程序：总降班长或总降主管提出书面申请（申请应详细说明原因以及退出和预计恢复时间）→设备保全部电气领导组织讨论并签字→报公司分管领导审定批准→设备保全部电气领导督促组织完成修改工作，并做好记录。紧急事故情况下可不办理书面手续但仍需经设备保全部电气领导口头批准，并做好记录。

（2）继电保护及自动装置投入运行前应具备下列条件：

1）应有正确、符合现场实际的原理图和二次接线图。

2）具有经审核批准的继电保护整定单，并核对装置定值与整定单一致。

3）具有经审核批准的现场运行规程，并组织值班员学习掌握。

4）值班员应经过专业培训，了解其动作原理、操作方法、异常及事故处理。

5）现场设备名称、压板、切换开关标签和各端子箱、控制柜中小开关、按钮、熔丝等的标签齐全、确切。

6）对配置保护管理机的微机保护，应采取措施闭锁远方修改定值、逻辑等功能。

（3）二次设备的重要按钮在正常运行中，应做好防误碰的安全措施，并在按钮旁贴有醒目标签加以说明。

（4）控制、保护回路等交直流熔丝应按规定容量定置管理，总降应具备相应规格的熔丝和核对清册，熔丝规格清单复印后贴在相应的开关柜门内侧。

（5）变电站设备名称标牌、保护压板、切换开关名称等使用双重名称，标注清楚、明确、统一、规范。

（6）保护电流连接端子除标注连接端子名称外，还要注明“TA 侧”和“非 TA 侧”。

（7）多条线路在同一块保护屏，各线路的装置、压板之间应用粗红线隔开。

（8）由于压板名称标签有的保护屏在压板上方，有的标签在压板下方，为了防止运行

人员看错压板而造成压板误投或漏投，要求每层压板应用线予以隔开。

（9）现场开入量压板和出口压板应有明显视觉差别，建议开入量压板名称使用黄底黑字，出口压板名称使用红底黑字，使运行人员在操作现场压板时能引起注意。

（10）保护屏的端子排标签完善工作应由总降主管负责，总降班长配合。

（11）为防止保护误动，保护室内严禁使用无线通信装置。

（12）微机继电保护装置的环境要求：对于安装在开关柜中 10～66kV 微机继电保护装置，要求环境温度在 -5～45℃范围内，最大相对湿度不应超过 95%。微机继电保护装置室内环境温度在 5～30℃范围内，若超过此范围应装设空调；最大相对湿度不应超过 75%，应防止灰尘和不良气体侵入。

（13）必须在运行中的保护盘或相邻保护盘上进行安装、开孔等工作时，为防止振动误跳开关，应按规定程序申请停用有关保护，经领导批准后方可工作。

（14）对保护屏进行清洁工作，应使用合适的工具，做好必要的绝缘措施，清扫时动作要轻，以免误动。

（15）保护定值或二次回路压板变更后，交接班时应在运行日志中交代清楚，以达到各班都能清楚掌握二次方式运行状态。

（16）对继电保护动作时的掉牌信号、光字信号、后台信号、保护屏信息等，值班人员不要急于复归，必须详细地准确记录保护动作情况，并及时向有关总降主管或领导汇报。

10.14.3 保护装置巡视检查

（1）值班员应按设备巡视规定对继电保护及安全自动装置及二次端子箱进行检查，项目如下：

1）各电源开关、熔丝投入正确。

2）各保护压板、连接片端子（包括端子箱内）接触良好，与运行方式一致。

3）装置运行正常，各指示灯、切换开关位置正确，微机保护时钟应准确；各保护定值区运行位置正确。

4）液晶屏各参数（或设备位置状态）显示正常，CPU 工作正常，保护装置通信正常。

5）主变压器微机差动保护及母差保护不平衡，电流数据无异常。

6）内部无异声及放电声，无异味，装置无严重发热。

7）主保护通道试验或检查正常。

8）保护屏、装置、压板、空开、熔丝、连接片等标识清楚。

9）柜门密封良好，无锈蚀，屏内清洁，接地良好，封堵完好。

10）二次线无松脱、发热变色现象，电缆孔洞封堵严密。

11）后台机电脑画面各参数，各开关位置显示正确。

12）打印机应正常，打印纸足够。

（2）除常规巡视项目外，应定期对保护装置定值区、压板、切换开关、断路器、连接片等位置进行核对检查并做好相应记录，可以结合检修工作进行，每年不得少于两次。

（3）梅雨季节，应定期熄灯检查控制盘、保护盘前后有无放电现象，防止绝缘击穿造成保护误动。

（4）大雨前，应及时关闭控制盘、保护盘周围的门窗，以免引起继电保护误动或开关

跳闸。

10.14.4 运行及操作说明

（1）非事故处理，值班人员不准拆动或短接二次回路小线。

（2）在保护装置及二次回路上工作前，不论装置在什么运行状态，均必须得到保全部领导同意。另外，值班人员还必须审查工作票和安全措施是否齐全、完善，与实际情况是否相符，并确知不会引起保护误动（否则应采取措施）后，才准许可工作。

（3）正常情况下，不得对保护进行改动，必要时只能将保护改至信号状态，此时总降主管或设备保全部领导必须在场，否则不允许进行工作。保护停启用，运行人员无须操作交直流回路。维修人员工作时，运行人员将信号状态的保护许可给维修人员工作；工作结束后，维修人员将保护恢复到许可前的信号状态移交给运行人员。

（4）检修、预试、校验等工作影响运行设备，必须有工作票。运行人员应仔细审查其中安全措施是否完备，特别是工作票中主要反映压板、切换开关、连接片等的操作，并协助工作人员做好安全措施。运行人员安措布置主要对保护屏内待检修装置设置工作范围，悬挂“在此工作”标示牌。端子排上回路拆接线及端子排红白布帘等安措由维修人员根据工作需要布置完成。

（5）当通信人员（一般是供电公司通信专业技术人员）在通信设备上工作而影响继电保护装置的正常工作时，应由通信人员通知运行值班人员，运行值班人员向设备保全部领导反映申请停用有关继电保护装置，按流程办理手续，经领导批准后，可将有关继电保护装置停用，然后通知通信人员进行工作。

10.14.5 保护定值单管理

（1）为保持现场始终是有效的、完整的、符合运行实际的整定值通知单，要求对变电站控制室的保护定值单加强管理，设有专用夹，随时保持完整的、有效的、可执行的保护定值单，对作废的定值单必须注明原因并盖作废章，不得与正常执行定值单同册装订。

（2）对总降设备高压侧的定值，由供电公司主管并下达定值通知单。供电公司进站修改时，必须由总降主管或设备保全部领导陪同，运行人员应认真核对现场现行保护定值，发现有疑问者，应主动询问并与设备保全部领导联系，得到答复后方可允许进行修改，同时做好值班记录。

（3）对由公司自行管理的总降设备 10kV 侧的定值修改及保护的投退、二次接线的更改等，按 10.14.2 节（1）条款执行。

（4）不论是外部人员（供电公司）修改还是内部人员修改，都必须有定值修改通知单。由运行人员负责核对，核对定值通知单如下内容：

1）执行定值通知单的编号。

2）实际定值与通知单的数值有无不符合处。

3）检验人员和验收人员的姓名。

4）二次接线的更改情况。

（5）继电保护工作结束后，由继保人员向值班人员详细交代，经值班员和总降主管验收合格后方可办理工作终结手续，验收必须按下列要求进行：

1）验收时先听取工作负责人讲解工作情况。注意有无定值更改、接线更改，以及运行人员应注意的事项，必要时对照图纸检查核实，并根据工作的实际情况进行验收。

2）验收时，应模拟故障，进行传动试验，并检查各装置信号、掉牌、断路器动作等情况是否正确，自动化信息是否正确，对存有疑问的应由工作人员做出合理解释。

3）二次接线有变动或更改时，应要求工作人员修改图纸，在图纸上注明修改依据、修改人及修改日期，并会同工作人员现场核对接线的正确性。

4）装置定值正确。如保护有更改定值，则应打印一份定值单并留存，和新定值单进行核对，确保保护定值正确后双方签名。

5）若装置存在缺陷，应汇报领导并经领导同意后方可运行。

6）检查拆动的接线、元件、标志是否恢复正常，继电器触点位置正确。

7）验收结束后，应检查压板、切换小开关、断路器、电流端子连接片和定值区与许可时状态一致，检查保护屏内清洁无杂物，拆动的接线应恢复。

8）信号全部复归。

9）工作人员应做好记录，记录内容应与实际工作内容一致。装置在运行中应注意的事项也应在工作记录中详细说明。

10）由于运行方式的变更，需要更改保护定值或二次运行方式时，应办理工作票且有经审批的定值通知单。

（6）一般情况下不得在运行中更改继保定值，确需更改时，必须执行下列措施：

1）调整定值应有二人进行，其中一人监护，一人操作。

2）调整前应仔细核对设备命名及保护定值，调整时要小心谨慎，调整后还必须逐项重新核对定值无误及触点情况正常，才能投入该保护。

3）保护装置上修改定值数据工作应在保护跳闸等出口压板退出的情况下方可进行，并由总降主管完成。修改完成，运行人员核对完毕后，应提醒不得再对保护进行工作，如因特殊原因，确需工作，应征得运行人员同意，并重新履行核对保护状态及定值的工作手续。

4）保护工作过程中应做好不致引起电流互感器二次侧开路和电压互感器二次侧短路的可靠措施。运行中的电流互感器二次侧短接工作，一般由继保人员做（有 CT 电流端子连接片/短路片的由值班人员操作）。

10.14.6　保护动作掉闸的处理

（1）任何设备的主保护动作（如差动、瓦斯、电流速断等），未经查明原因，不准立即送电（或强送电）。

（2）在保护动作范围内发现有明显的故障象征时（冒烟、着火、瓷绝缘子碎裂或设备爆炸等故障）一经隔离，即可恢复送电。

（3）在保护动作范围内未发现明显故障象征时：

1）跳闸前系统有冲击，查明原因，测量绝缘电阻良好后，可试送一次。

2）若判明为保护误动，试送一次。

3）设备因越级跳闸，甩开故障点，即可恢复送电。

（4）保护误动或拒绝动作时：

1）一般情况，当主保护误动或拒绝动作，而后备保护完好，故障点消除后即可恢复

送电。

2）当后备保护误动或拒动时，而主保护完好，如工厂供电急需，故障消除后也可暂先送电，并尽快恢复后备保护。

10.14.7 低周、低压减载、备用电源自投装置

（1）低周、低压减载装置是保证系统安全运行，防止电力系统瓦解的重要措施，装置的投入与停用，均应按当地供电公司调度命令执行。

（2）低周、低压减载装置电压回路不正常或消失时，应联系供电公司调度停用该装置，并汇报领导，查明原因。

（3）低周、低压减载装置动作，致使线路开关跳闸时，值班人员不得自行送电，应立即汇报领导及供电公司调度。

（4）若判断为低周、低压减载装置误动跳闸时，应立即汇报领导及供电公司调度，并按供电公司调度命令停用低周、低压减载装置后，恢复送电。

（5）低周、低压减载装置发出“装置异常”信号时，要搞清异常原因并向领导汇报安排消缺。

（6）备用电源自投装置是保证可靠供电的重要措施，装置的投入与停用，均应按规定执行。

（7）运行中发生下列情况之一时，应停用备用电源自投装置：

1）任一段母线备用或检修时。

2）任一台主变压器停用时。

3）母联（分段）开关检修、冷备用或运行状态时。

4）任一组母线压变停用或二次开关跳开时。

5）备投装置发生异常时。

（8）备用电源自投装置电压回路不正常或消失时，应汇报领导，查明原因。

（9）备用电源自投装置动作后，值班人员应立即设备保全部领导，并监视相应设备负荷情况。

（10）若判断为备用电源自投装置误动时，应立即汇设备保全部领导，经同意后停用备用电源自投装置后，恢复正常运行方式。

（11）备用电源自投装置发出“装置异常”信号时，应查明原因，向领导汇报安排消缺。

（12）当使用高压备投时，主变压器差动保护、瓦斯、高压侧后备保护及进线电流闭锁动作均会闭锁备投装置；当使用低压备投时，主变压器低压侧后备保护动作将闭锁备投（部分单位使用低备投时，主变压器高后备动作也会闭锁低备投）。备投闭锁后，值班人员应搞清闭锁原因并向领导汇报，并按领导要求解除闭锁或退出备投装置。

（13）当使用低压备投时，值班人员应注意观察主变压器负荷情况，如果主变压器负荷较重，应及时汇报调度，采取相应措施，以防备投动作后主变压器发生过负荷。

（14）备投装置在运行中，不得在母线压变的二次交流电压及主变压器交流电流回路上工作，也不得中断交流电压回路及短接交流电流回路。

10.14.8 故障录波器

10.14.8.1 概述

新一代微机型电力系统故障录波器，作为“电力系统黑匣子”，已广泛应用于110kV及以上电压等级常规变电站及数字化变电站。它采用新型嵌入式一体化机箱结构，彻底抛弃了“交直流变换器箱+前置机+后台机”的模式，真正做到了“录波器装置化”，图形化界面简介友好、维护方便，可靠性更高。它可以全面完成故障和异常工况时的模拟量数据记录，保护与安全自动装置的动作顺序记录，再现故障和异常运行时各参量的变化过程，并辅助完成故障录波数据的综合分析，作为评价继电保护动作行为、分析故障和异常运行的重要依据。国内很多厂家都相继开发处理了主要用于线路故障录波及测距的故障录波装置和主要用于发电机变压器的故障录波装置。

10.14.8.2 安全注意事项

（1）装置的安装调试应由专业人员进行。

（2）装置上电使用前应仔细阅读说明书，遵照国家和电力行业相关规程，并参照说明书对装置进行操作、调整和测试，如有随机材料，相关部分以资料为准。

（3）装置上电前，应明确连线与正确示图相一致。

（4）装置应该可靠接地。

（5）装置施加的额定操作电压应该与铭牌上标记的一致。

（6）严禁无防护措施触摸电子器件，严禁带电插拔模件。

（7）接触装置端子，要防止电触击。

（8）如要拆装装置，必须保证断开所有外部端子连接，或者切除所有输入激励量，否则，触及装置内部的带电部分，将可能造成人身伤害。

（9）对装置进行测试时，应使用可靠的测试仪。

（10）不得随意修改各配置文件，为了保证录波软件的正确性和完整性，在MMI模块内均备份了该工程的数据配置文件和安装程序，配置文件如有修改，应立刻更新，便于在发生问题时能够及时恢复。

（11）由于本装置的MMI模块是Windows平台，为了保证装置能够安全的运行，严禁在MMI模块内安装其他任何应用软件。

10.14.8.3 日常运行管理

（1）故障录波器应经常投入运行，因故需要退出运行时，必须得到领导同意。故障录波器退出后应立即进行维修，必要时可请求电力公司专业人员或设备厂家技术支持。

（2）故障录波器投入时，应先送交流电压开关（或熔丝）及电压切换开关，后送直流控制电源，停用时，则相反。

（3）总降班长负责故障录波器的日常运行管理工作，每天检查一次录波情况及打印机、打印纸是否正常。如果长时间没有录波记录，应查明原因。

（4）当发生系统事故后，值班人员应将录波器动作情况报告领导，并迅速通知维修人员调阅故障报告，作为事故处理的依据。

（5）相比较而言，对故障录波装置一般企业电气技术人员都比较陌生，特别是对于新一代微机型录波装置，可能时应联系厂家人员到现场进行较为系统的培训，以提高大家判

断、处理相关问题的能力。

10.14.8.4 常见故障的处理

1. 频繁起动

频繁起动故障一般是定值设置不当造成的。可根据故障报告判断是由那一通道引起的，然后将定值适当调整，重新设置即可。

2. 不能录波

该故障一般由两个原因造成：

1）参数、定值设置不当。

应重新校对参数，重新设置相应通道的各项定值。

2）通道电气连接不当。

在调整了定值后仍然不起动录波，可进行手动录波，然后进行波形分析。若相应通道无正常波形，则该通道不正常，原因可能是接线不好或接错线等原因。

3. 电源故障

若整机掉电，应检查供电电源及各个断路器是否完好。

4. 录波处理

起动录波时，录波信息灯会被点亮，同时“录波起动”信号开出接点闭合，利用面板上的复归按钮将信号复归，并及时通知相关部门取走录波数据。

10.14.9 微机监控系统

10.14.9.1 概述

本部分管理制度主要针对每班有且仅有一人值班变电站的综合自动化系统中后台机即监控计算机部分管理制订的。

1. 变电站综合自动化系统

变电站综合自动化系统，指将变电站内实现控制、保护、信号、测量等功能的电气二次设备，应用自动控制技术、计算机及网络通信技术，对变电站进行运行操作、信息远传和综合协调的自动化系统。

2. 无人值守变电站

无人值守变电站即无人值班变电站，是指在变电站内无固定值班人员进行日常监控和操作的变电站，它属于变电站的一种运行管理模式。在电力系统，大概在2004年前后，很多110kV及以下变电站就实现了无人值守。工矿企业的变电站，由于多种原因，大多还都是有人值守，一般情况下每班安排一个人值班，但随着变电站综合自动化系统技术的提高，变电站值班从少人化向无人化是发展趋势。企业变电站无人值守，除在变电站装设一套完整的变电站综合自动化系统外，另外在企业生产的中央控制室单独放置一台后台监控计算机（与生产系统不共用计算机），每班固定由相对独立的某生产工段的中控一个操作员监控该计算机。该计算机与变电站现场的监控计算机的功能完全一致，可实现各种远方操作，当发现异常情况时，操作员通知相关电气人员进站检查处理。

10.14.9.2 一般规定

（1）后台机、打印机、五防机等布线规范、整齐美观。

（2）所有计算机 USB 插口、软盘插口均应封堵并在封条上注明日期和封堵人员。严禁插入 U 盘、移动硬盘、光盘等外来存储设备，严禁利用后台机播放观看各种影视音频资料及外来的电子书籍，更不得未经批准擅自复制计算机内的文件资料、程序等。

（3）主机、电源工作环境满足设备运行要求。

（4）为监控系统提供合格的交流电源：

1）采用双电源供电。

2）特殊要求应按设备制造厂的规定执行。

（5）避免在监控计算机、前置机、信号采集屏附近的剧烈振动。

（6）微机监控系统中所有断路器正常时应具备防误闭锁功能，解锁钥匙的使用应严格执行相关的管理规定，不得擅自使用。

（7）监控系统中参数设定应严格按照相关规定执行。

（8）未经领导批准，不得将监控系统设备或监控系统通道停运，不得在监控系统设备及可能受影响的监控系统二次回路上工作和操作。监控系统装置压板的投入和退出必须由变电运行人员进行。

（9）工作完毕后，应检查拆动的接线、元件、标志及压板位置是否恢复，并填写监控系统记录簿。

10.14.9.3　注意事项

（1）变电运行人员必须按监控系统运行规程，对微机监控系统定时进行巡视检查，监视交直流电压回路，使装置在任何时候不失去电压。

（2）微机监控系统日常巡视的主要内容包括：

1）观察主要设备所处的环境温度、湿度是否合乎要求。

2）检查装置上的各种信号指示灯是否正常。

3）检查不间断电源（UPS）输入、输出情况。

4）检查装置自检信息是否正常。

5）检查显示屏、监控屏上的遥信、遥测等信号是否正常。

6）对音响及与五防闭锁等装置通信功能进行必要的测试。

7）检查打印机可否正常工作。

10.14.9.4　异常情况和事故处理

（1）监控系统设备因故障停运或设备出现缺陷时，应通知及督促有关部门进行处理，并向调度汇报，必要时安排人员临时值班。紧急情况下，可先行将装置停用，派专人到现场加强巡视，并立即汇报。设备恢复运行后，应及时报告调度和有关部门。设备退出运行的原因、缺陷、时间、异常数据及处理经过等均应详细予以记录。

（2）监控系统拒绝执行操作命令，变电运行人员应立即停止操作，检查自身操作步骤是否正确，如确认无误，可上报车间认可，方可进行解锁操作。

（3）微机监控系统突然断电，变电运行人员应立即查明原因，排除故障后按“现场运行规程”的规定重新启动计算机。

（4）微机监控系统出现误动，变电运行人员应立即停止一切与微机监控系统有关的操作，查找原因并立即上报领导听候处理。

10.14.10 小电流接地选线装置

10.14.10.1 一般规定

（1）选线装置一经投入禁止随意退出。除允许操作和检查使用的开关外，不能触动主机及其他元件。

（2）选线装置投运时和运行一段时间后，需对装置时钟对时，以正确反映故障时间。校对工作应在无接地或谐振故障下进行。

（3）当使用选线装置的跳闸功能时，应在装置通电前将“跳闸允许/禁止”开关置于“禁止”一侧，待装置通电正常后，再将其置于“允许”一侧。

（4）引入选检装置的所有零序电流互感器特性应基本一致，宜选同一产品。接线时，极性必须严格一致（一般以母线为准），保证零序电流流入选线装置。

（5）在正常运行中，应检查装置各电源指示灯显示是否正确，如发现异常，及时汇报领导。

（6）注意事项

1）两条线路成环路运行，则只接入一侧零序电流至选线装置。

2）电缆固定夹（卡子）应与电缆外皮绝缘。

3）零序电流互感器安装的两种情况：

① 零序电流互感器安装在电缆外皮地线下端时，电缆外皮接地线必须穿过零序电流互感器，在线路侧接地；

② 零序电流互感器安装在电缆外皮地线上端时，电缆外皮接地不穿过零序电流互感器，在线路侧接地。

10.14.10.2 异常及事故处理

（1）发现接地故障后，如装置显示的接地线路号不正确，应报告领导，按无选线装置查找方法查找接地线路。

（2）选线装置电源指示灯不亮时，应检查装置电源板熔断器是否熔断或接触不良，如无异常应及时上报处理。选线装置失去电源恢复时，应按装置投入的方法进行。

（3）选线装置在正常运行中显示不正确或“自检”显示装置异常时，应立即上报处理。

10.15 五防系统

10.15.1 五防系统配置及一般要求

（1）防止电气设备误操作闭锁装置（以下简称防误装置），是防止人员误操作、保障安全生产的重要措施之一，凡有可能引起误操作的高压电气设备，均应装设防误装置，装置的性能和质量应符合产品标准和有关文件的规定。

（2）防误装置分类：可分为机械类、电气类（电气闭锁、电磁闭锁等）、独立式微机防误装置、测控逻辑闭锁。

（3）“两票三制”是防止电气误操作的组织措施，防误装置是防止电气误操作的技术措施，必须严格执行，两者不能偏废。

（4）防误装置应与主设备同时设计、同时安装、同时验收投运，对于未安装防误装置或防误装置验收不合格的设备，运行单位或有关部门有权拒绝该设备投入运行。

（5）“五防”功能必须采取强制性防止电气误操作措施。强制性防止电气误操作措施指：在设备的电动操作控制回路中串联以闭锁回路控制的接点或锁具，在设备的手动操控部件上加装受闭锁回路控制的锁具，同时尽可能按技术条件的要求防止走空程操作。

（6）防误装置应简单、可靠，操作和维护方便。防误装置不得影响所配设备的操作要求，并与所配设备的操作位置相对应。防误装置应不影响断路器、隔离开关等设备的主要技术性能（如合闸时间、分闸时间、分合闸速度特性、操作传动方向角度等）；尽可能不增加正常操作和事故处理的复杂性；微机防误装置应不影响或干扰继电保护、自动装置和通信设备的正常工作。

（7）间隔式的配电装置（间隔）有网门时，应满足五防功能的要求。有倒送电源时，应装高压带电显示装置，并与该设备的网门闭锁。若该设备装有出线接地开关时，还应与该接地开关进行闭锁。

（8）成套高压开关柜五防功能应齐全、性能良好。成套高压开关设备应具有机械联锁或电气闭锁；电气设备的电动或手动操作刀闸必须具有强制防止电气误操作闭锁功能。开关柜设备应装高压带电显示装置，并与该设备的接地开关进行闭锁。

（9）对户外有倒送电源的线路设备，应装线路高压带电显示装置，并与该设备的线路接地开关闭锁。出线侧有 CVT（电容式电压互感器）的线路，出线地刀操作应接入 CVT 次级无电的闭锁，不需再装设带电显示器。

（10）对变电站手动操作的接地开关，宜采用电磁锁进行防误操作控制，并有常开、常闭触点各一副接入闭锁回路。

（11）对变电站常用的临时接地线的接地点，应设置专用的接地装置用来装设地线。该专用接地装置应有动作触点（常开、常闭各一副）接入闭锁回路，并列入防误闭锁逻辑判别。每副接地开关处都应设置专用的接地装置，且该接地装置动作接点与接地开关辅助触点并联接入闭锁回路。

（12）防误装置所用的电源应独立，应与继电保护、控制回路、刀闸操作等电源分开。微机防误装置电源应使用不间断电源。

（13）断路器和隔离开关电气闭锁回路应直接使用断路器和隔离开关的辅助触点，严禁使用重动继电器。

（14）电磁锁应采用间隙式原理，锁栓能自动复位。微机防误装置的机械挂锁应采用防锈和防腐材料制作。

（15）采用计算机监控系统时，远方、就地操作均应具备防止误操作闭锁功能。计算机监控系统逻辑闭锁与电气闭锁“串联”，当计算机监控系统解除防误闭锁时，不得联解现场设备电气闭锁。解除电气闭锁时，不得联解计算机监控系统逻辑闭锁。利用计算机实现防误闭锁功能时，其防误操作规则必须经总降运行人员、班长、主管、设备保全部领导、公司安全主管（或领导）共同审核，经公司主管领导批准并备案后方可投入运行。

（16）防误装置应做到防尘、防异物、防锈、不卡涩。户外的防误装置还应有防水、防潮、防霉的措施。

（17）防误装置应有专用的解锁工具（钥匙、压板、切换开关把手）。

（18）新建、扩建、改建的变电站中的防误装置，应做到与主设备同时投运。

10.15.2 五防系统的巡视及日常维护

（1）防误装置日常运行时应保持良好的状态；运行巡视及缺陷管理应同主设备一样对待。

（2）防误装置的巡视内容：

1）锁是否完好，有无卡涩现象；锁、销插入是否正确。

2）防误装置与断路器、刀闸、网门等的连接是否牢固、正常，能否起到防误作用，装置有无损坏。

3）室外防误装置防雨罩是否完好，能否起到防雨作用，雨天应检查罩内有无积水。

4）五防后台机主画面所有设备开关状态与现场实际是否一致。

5）五防后台机与综合自动化系统后台机通信是否正常。

6）电脑钥匙和解锁钥匙是否完好、放好，电脑钥匙是否放在充电座上浮充。

10.15.3 设备的验收

（1）成套防误装置的新投和改造后的验收应由总降全体运行人员、班长、主管及设备保全部领导、公司主管领导参加。必须保证所有运行人员及班长、主管都能熟练操作。

（2）防误装置的验收主要包括以下内容：

1）锁是否锁好，锁销插入是否正确。锁销（杆）长度是否足够和恰当。

2）防误装置与断路器、刀闸、网门等的连接是否牢固、正常，起到防误作用，装置有无损坏。

3）防误装置应无锈蚀，操作无卡涩现象。

4）程序符合规定的程序，能够防止“五误”且满足正常操作的需要。

5）防误装置应有防雨罩，防雨罩应完好，可起到防雨效果。

6）防误装置就地机械锁上应有不易脱落和损坏的正规标示，设备编号应清晰。

7）模拟屏上的设备状态与现场实际设备一致，指示灯指示正确。

8）钥匙和解锁钥匙存放规范：微机防误装置的电脑钥匙一般应有专门地点存放且能提供不间断充电电源。其他防误装置的钥匙应有专门的存放箱，在存放箱内和钥匙上分别标明钥匙名称（编号），做到定置管理。所有解锁钥匙、跳步钥匙必须设专用柜（箱）封存。

9）间隔本身的电气闭锁和 I/O 闭锁逻辑。

10）对于微机防误装置应做如下验收：

① 五防设置点是否合理，有无疏漏。

② 防误闭锁条件是否满足五防闭锁要求，并在五防模拟屏（或五防后台）进行模拟操作。

③ 检查所有挂锁、编码锁的编码、名称编号是否和现场设备一致，安装是否牢固。

④ 检查电脑钥匙是否完好，是否已经自学。

⑤ 检查五防模拟屏（或五防后台）与当地测控后台的通信是否正常。

⑥ 检查解锁钥匙、跳步钥匙等辅助设备是否齐全，资料是否完备。

11）对于电气闭锁应做如下验收：

① 闭锁电源是否独立。

② 闭锁条件是否满足五防要求。

③ 根据闭锁条件进行实际操作验收（注意开关、刀闸的辅助触点是否接触良好）。

④ 检查电控锁、电磁锁、带电显示器等设备是否良好，应通电试验。

12）对于机械闭锁应做如下验收

① 锁具的开启是否灵活。

② 安装是否正确，是否妨碍刀闸的操作和网门的开启。

③ 验收时应将每个间隔程序走一遍，尤其注意旁路刀闸程序的验收。

④ 刀闸与接地开关的闭锁机构良好。

⑤ 对于成套开关柜应验收手车位置与接地开关的闭锁、接地开关与后门的闭锁机构良好。

13）防误装置资料应齐全，包括厂家产品资料（产品技术说明书、使用说明书、出厂合 格证等）；防误装置运行资料（防误点设置、操作使用方法等）。若为微机防误装置还应具有闭锁程序、编码锁码表、逻辑属性表、设备汉字文件（均含电子文件）。

14）相关人员都应能熟练操作。

10.15.4 五防系统运行的注意事项及操作管理要求

（1）严格执行“两票”和“三制”，严禁依赖防误装置甚至以此代替操作票。

（2）运行人员（或操作人员）及检修维护人员应熟悉防误装置的管理规定和实施细则，做到“三懂二会”（懂防误装置的原理、性能、结构；会操作、维护）。新上岗的运行人员应进行使用防误装置的培训。

（3）防误装置的运行位置必须与电气设备的运行状态和模拟图版相符合，在倒闸操作过程中发现不对应时，应立即停止操作，待查明原因，并确认设备实际位置且又不影响安全后，方可继续进行操作。

（4）在正常操作时，变电运行值班人员应认清设备名称、编号及锁具，钥匙的编号和防误装置的分、合位置，严格按照规定的操作顺序进行，不允许不核对设备、不经检查而任意改变操作顺序或开锁后不操作设备，防止错位或漏项而发生误操作。

（5）防误装置只有变电站值班人员才有权操作，其他安装、调试、维修人员均不得擅自对运行中的设备防误装置进行改变状态的操作。

（6）设备检修过程中需要进行的操作，不得改变运行系统接线方式和安全措施，并且一般应采用常规操作方法在安全措施范围内进行。若采用非常规的操作方法，应经现场当值运行人员许可并在监护下进行。

（7）电气设备检修需开启程序挂锁时，应将挂锁锁于刀闸构架上的固定部位，不得随意抛弃。如需要临时拆除防误装置的辅助部件，必须经设备保全部领导批准。检修完毕后由工作负责人通知值班人员将程序锁恢复原状。

（8）防误装置严禁随意退出运行，确需短期退出时，应经主管部门领导同意。如需较长时间停用的，应由公司主管领导批准。

（9）防误装置的解锁工具（钥匙、压板、切换开关把手）或备用工具（钥匙）应有使用保管制度。当防误装置确因故障处理和检修工作需要，必须使用解锁工具（钥匙、压板、

切换开关把手）时，需经有权批准人员许可，但应加强监护，并做好相应的安全措施，使用后按规定登记。

（10）总降应建立防误装置解锁钥匙使用登记记录簿，每次使用均应登记。记录内容包括使用时间、使用地点及回路、解锁批准人、监护人、使用人、使用原因等项目。

10.15.5 五防系统的异常及事故处理

（1）防误装置的缺陷管理应与主设备的缺陷管理相同。

（2）运行操作中防误装置发生异常时，应及时汇报当值值班负责人，查明原因，确认操作无误，经有权批准人员同意后方可进行解锁操作，并做好记录。

（3）以任何形式部分或全部解除防误装置功能的电气操作，均视作解锁。

（4）防误装置整体停用应经公司主管领导批准后方可进行，同时报公司安全主管部门备案。涉及到防止电气误操作逻辑闭锁软件的更新升级（修改）时，应首先经运行管理部门审核，结合该间隔断路器停运或做好遥控出口隔离措施，报公司分管领导批准后方可进行。升级后应验证闭锁逻辑的正确恢复，并做好详细记录及备份。

（5）测控解锁方式的运行规定：优先通过监控或在后台上进行遥控操作，如果遥控操作不能进行，应先到现场，在单元操作端子箱，将“远方/就地”切换开关切至“就地”方式进行操作，若仍然不能操作，应按规定申请解锁，解锁内容包括测控解锁和现场端子箱解锁，具体操作前应先到控制室取解锁钥匙，先在测控装置上进行解锁，利用本身间隔的电气闭锁进行操作，如果仍不能操作，再使用端子箱解锁钥匙在现场进行解锁操作。如果测控装置和端子箱内均已解锁仍无法操作，需要检修现场处理。

（6）珠海优特微机防误装置的异常处理

1）防误屏电源接通时，将进行一系列自检，包括装置本身各个模块的自检以及同当地后台机的开关位置对位。当模块有故障时，会在防误屏显示屏上显示相应的错误代码。如果报某个开关位置不对应，应检查开关实际位置、后台机该开关位置与防误屏上该开关位置是否一致，如果后台机该开关位置与防误屏上该开关位置一致，而开关实际位置与后台机该开关位置不对应，则可能是后台监控有问题，应联系后台机厂家处理。如果后台机该开关位置与开关实际位置一致，而防误屏该开关位置与后台机该开关位置不对应，在排除防误屏上该开关旋钮位置不正确的情况后，则可能是后台监控或五防通信有问题，应联系五防和后台机厂家配合处理。

2）防误装置与后台机通信中断后，防误装置液晶屏显示“通信中断”，并且语音告警的时间约15s，然后进入离线运行状态，此时防误屏上开关位置与实际位置可能不符。因此，在发生通信中断后，如要进行操作，运行人员应汇报相关领导。同时，在通信中断后，开关的操作后必须检查确认开关实际位置。运行人员应将通信中断后的处理作为危险点、危险源加以预控。

10.16 通信系统

10.16.1 概述

用户站用通信系统一般采用光纤通信，它是供电公司即时采集用户信息、加强管控，提

高电网运行安全的重要设备。它一般与变电站综合自动化系统控制柜安装在一个房间内，独立布置，独立电源供电。由于需要接入供电公司的通信系统，所以在选型上必须与供电公司匹配，即实际上用户并无多大的选型余地。

10.16.2 运行管理

（1）为保证站内通信及系统通信正常运行，运行人员按规定的时间和项目进行巡视，发现问题要及时向设备保全部领导和供电公司调度汇报。

（2）通信系统设备出现故障一般请供电公司通信专业人员处理。特别是当设备采购、安装都是由供电公司负责或与供电公司签订有通信维护协议时，也可由设备制造厂家负责，但一般时间较长。

（3）日常巡视应视为与继保柜同等重要的设备进行巡视。主要巡视内容基本与继保等二次柜相同，即卫生、接线、声音、温度、气味、灯光显示等。

（4）光纤线路与电力线路一同定期检查测试。

（5）加强防雷接地系统巡视，定期测试。

10.16.3 通信系统防雷接地管理

通信系统是弱电系统，特别是采用 OPGW 光缆时（架空进入变电站）更容易遭受雷电损坏。实际运行中大部分故障或备件损坏都是雷击造成的，因此一定要重视通信系统防雷管理，定期检查测试，必要时请电力公司协助。

1. 一般规定

（1）电源部分应采用多级防雷保护，保护装置应可靠接地。

（2）配置电缆宜采用屏蔽电缆，屏蔽两端应可靠接地。

（3）各类通信接口应采取防雷保护措施，加装规范的避雷箱。

（4）对接地系统的要求：

1）应采取联合接地的原则；

2）接地引下线应尽量短；

3）工频接地电阻不宜超过 1Ω。

（5）运行要求：

1）在站内低压线路变更时，应由专业部门对避雷箱做相应的检查和调整；

2）在进行接地体整改、接地网测试时，应切断避雷箱的工作，待工作完毕后，再恢复。

2. 巡视检查

（1）对于避雷箱雷雨季节前应检查一次，每次雷雨后也需检查巡视一次，并做详细记录。对装有电源避雷箱的需对其进行整体监测，至少每半年一次。

（2）检查项目：

1）应检查避雷箱的故障指示是否正常。在雷雨季节应适当增加检查次数；

2）检查箱体是否有破损，涂层脱落、箱体变形、滞尘过多现象，检查相关线路有无破损、破裂，导电部件有无裸露，连接处有无松脱等现象，检查箱体本身接地是否可靠。

3. 异常和故障处理

（1）电源第二级防雷箱，其正常工作时显示窗口为绿色，红色报警灯熄灭，若指示窗口红色报警指示灯变亮，则必须断开防雷箱电源。

（2）电源第三级防雷保护器，正常工作状态为指示灯绿灯亮，红灯熄灭；出现故障时显示相反。

（3）当避雷器信号中断时，证明避雷器出现故障。

（4）避雷器出现故障后，应立即通知专业人员及时更换处理。

10.17 消防系统

10.17.1 一般要求

（1）变电站的消防安全管理应贯彻“预防为主，防消结合”的方针，积极采取防火措施，落实日常管理，防止火灾的发生和减少火灾损失。

（2）变电站必须经过当地消防监督机构的验收，各项消防安全措施、设施均符合规程、规范的要求后方可投入运行。

（3）变电站投入运行前，应备有必要的消防设备，变电运行人员应熟悉本变电站的各种消防设施、消防安全措施和消防规章制度。

（4）变电站消防设施要按规定进行运行、检查、测试和维护，并做好记录，保证随时可用。不准将消防工具移为他用。

（5）变电站的变压器及其他油浸电气设备的事故储油坑及排油设施，在投运前应清理，投用后运行部门应加强维护，每 3 年清理一次油坑卵石层、储油坑和管道，以不被淤泥、灰渣及积土所堵塞。

（6）酸性蓄电池易产生氢气，氢气遇明火就会产生爆炸，所以酸性蓄电池室严禁吸烟和将任何火种带入蓄电池室内，严禁采用明火取暖，所使用的电气装置必须是防爆型，开关、熔断器、插座等应装在蓄电池室的门外，应有“严禁烟火”或“火灾危险，严禁火种入内”的标志牌。

（7）控制室、计算机房、通信机房的隔墙、顶棚、地面等应采用非燃或难燃材料，地毯、窗帘、帷布等装饰织物应采用阻燃织物。

（8）变电站应按规范配置灭火器材（见表 7-16 ~ 表 7-18），无人值班变电站应设置火灾自动报警装置，所有消防设施均应符合设计技术规范要求。

（9）变电站草坪应定期修割，冬季平均草长不得超过 10cm。

（10）变电站内禁止吸烟，动火时应执行动火工作票制度。

（11）变电站严禁存放易燃易爆物品，严禁燃放烟花爆竹。

（12）发现火警及时采用正确的灭火方法进行扑救，形成火灾立即拨打“119”报警，同时立即向上级报告，积极做好灭火、疏散、警戒和善后等工作。

10.17.2 无人值班变电站的消防及防盗管理规定

（1）装修上，应选用不燃、难燃、阻燃型装饰材料，低压电气装置安装应符合规程

要求。

（2）应安装火灾报警装置，并将信号连通至监控中心。监控中心负责24h值班。

（3）重要的无人值班变电站，应设置自动灭火装置和工业监控装置。

（4）按规定实施电缆防火封堵。

（5）按规定配备消防器材。

（6）变电站防火工作分工。监控站通过监控信号监测火灾报警信号，并每天做好记录。发现报警应通知设备保全部领导，发现设备着火或火灾，危及设备安全的，应立即远程操作危及安全的设备并通知设备保全部组织人员进行处理（装有视频监控的，监控站值班人员应迅速远程打开变电站内灯光，切换视频监控进行检查，并自动录像，发现火灾或设备起火的应立即做出相应处理并通知操作队），并向公司生产调度汇报，启动应急预案。负责变电站日常维护的电气工段接警后应立即赶到现场检查，发现火警应及时对起火部位停电，并扑救初起之火。遇火灾情况立即打“119”报警，同时向上级汇报，必须设法控制火情，保卫、安环等相关部门人员立即到达现场。发现装置误报警应解除音响，损坏时及时维修或更换处理。

（7）无人值班变电站一楼底层设计应尽量减少门、窗数量，变电站室内与室外间一楼门窗和易入侵的其他部位应加装防盗门、防盗栅栏或进行防盗加固，性能应符合技防要求（如窗栅栏：使用不锈钢管中间插直径14mm钢筋，间距小于12cm）。

（8）运行管理部门应正确填写各种消防及防盗台账和做好各种记录。

10.17.3 电力变压器、油浸电抗器、消弧线圈和互感器防火措施

（1）固定灭火系统应符合下列要求：

1）变电站（换流站）单台容量为125MV·A及以上的油浸变压器应设置固定灭火系统及火灾自动报警系统；排油注氮灭火装置和泡沫喷雾灭火装置的火灾报警系统宜单独设置。

2）火电厂包括燃机电厂单台容量为90MV·A及以上的油浸变压器应设置固定灭火系统及火灾自动报警系统。

3）水电厂室内油浸式主变压器和单台容量12.5MV·A以上的厂用变压器应设置固定灭火系统及火灾自动报警系统；室外单台容量90MV·A及以上的油浸式变压器应设置固定灭火系统及火灾自动报警系统。

4）干式电力变压器可不设置固定式灭火系统。

（2）采用水喷雾灭火系统时，水喷雾灭火系统管网应有低点放空措施，存有水喷雾灭火水量的消防水池应有定期放空及换水措施。

（3）采用排油注氮灭火装置时，应符合下列要求：

1）排油注氮灭火系统应有防误动的措施。

2）排油管路上的检修阀处于关闭状态时，检修阀应能向消防控制柜提供检修状态的信号。消防控制柜接收到消防启动信号后，应能禁止灭火装置启动实施排油注氮动作。

3）消防控制柜面板应具有如下显示功能的指示灯或按钮：指示灯自检；消音；阀门（包括排油阀、氮气释放阀等）位置（或状态）指示；自动启动信号指示；气瓶压力报警信号指示等。

4）消防控制柜同时接收到火灾探测装置和气体继电器传输的信号后，发出声光报警信

号并执行排油注氮动作。

5）火灾探测器布线应独立引线至消防端子箱。

（4）采用泡沫喷雾灭火装置时，应符合现行国家标准 GB 50151—2010《泡沫灭火系统设计防火规范》的规定。

（5）户外油浸式变压器、户外配电装置之间及与各建（构）筑物的防火间距，户内外含油设备事故排油要求应符合现行国家标准 GB 50229—2006《火力发电厂与变电站设计防火规范》的有关规定。

（6）户外油浸式变压器之间设置防火墙时应符合下列要求：

1）防火墙的高度应高于变压器储油柜；防火墙的长度不应小于变压器的储油池两侧各 1.0m。

2）防火墙与变压器散热器外廓距离不应小于 1.0m。

3）防火墙应达到一级耐火等级。

（7）变压器事故排油应符合下列要求：

1）当设置有油水分离措施的总事故储油池时，位于地面之上的变压器对应的总事故油池容量应按最大一台变压器油量的 60% 确定；位于地面之下的变压器对应的总事故油池容量应按最大一台主变压器油量的 100% 确定。

2）事故油坑设有卵石层时，应定期检查和清理，以不被淤泥、灰渣及积土所堵塞。

（8）高层建筑内的电力变压器等设备，宜设置在高层建筑外的专用房间内。

当受条件限制需与高层建筑贴邻布置时，应设置在耐火等级不低于二级的建筑内，并应采用防火墙与高层建筑隔开，且不应贴邻人员密集场所。

受条件限制需布置在高层建筑内时，不应布置在人员密集场所的上一层、下一层或贴邻。并应符合现行国家标准 GB 50016—2014《建筑设计防火规范》的相关规定。

（9）油浸式变压器、充有可燃油的高压电容器和多油断路器等用房应独立建造。当确有困难时可贴邻民用建筑布置，但应采用防火墙隔开，且不应贴邻人员密集场所。油浸式变压器、充有可燃油的高压电容器和多油断路器受条件限制必须布置在民用建筑内时，不应布置在人员密集场所的上一层、下一层或贴邻。并应符合现行国家标准 GB 50016—2014《建筑设计防火规范》的相关规定。

（10）变压器防爆筒的出口端应向下，并防止产生阻力，防爆膜宜采用脆性材料。

（11）室内的油浸变压器，宜设置事故排烟或消烟设施。火灾时，通风系统应停用。

（12）室内（或洞内）变压器的顶部，不宜敷设电缆。室外变电站和有隔离油源设施的室内油浸设备失火时，可用水灭火，无放油管路时，则不应用水灭火。发电机变压器组中间无断路器，若失火，在发电机未停止惰走时，严禁人员靠近变压器灭火。

（13）变压器火灾报警探测器两点报警时，或一点报警且重瓦斯保护动作，可认为变压器发生火灾，应联动相应灭火设备。

（14）油浸电抗器（电容器）装置应就近设置能灭油火的消防设施，并应设有消防通道。

（15）高层建筑内的油浸式消弧线圈等设备，当油量大于 600kg 时，应布置在专用的房间内，外墙开门处上方应设置防火挑檐，挑檐的宽度不应小于 1.0m，而长度为门的宽度两侧各加 0.5m。

10.17.4 电缆防火措施

（1）变电站穿越墙体、楼板和电缆沟道而进入控制室、电缆夹层、控制柜及仪表盘、保护盘等处的电缆孔、洞、竖井和进入油区的电缆入口处时必须用防火堵料严密封堵。防火封堵层应与楼板、墙体同一厚度，阻火墙厚度不低于25cm，楼板处孔洞最少不低于10cm。

（2）电缆廊道内宜每隔60m划分防火隔断。

（3）在多个电缆头并排安装的场合中，应在电缆头之间加隔板或填充防火材料。

（4）电缆防火封堵施工要求：

1）各封堵部位必须形成封堵层，其封堵厚度为100～300mm，室外的盘柜的确无法用封堵层封堵的盘柜可用厚度不小于10mm的耐火A板封堵。

2）有机与无机堵料相结合进行封堵时，应先用有机堵料将预先整理好的电缆周围封裹包络，包络厚度为电缆直径的1/4，长度为隔层厚度加2×50mm，然后用无机堵料对孔洞进行全面封堵。

3）用耐火A板封堵时，重要部位的隔板间连接处应有50mm左右的搭接，用螺栓固定，一般部位的缝隙用有机堵料封堵严实，采用铁件固定或支持时，铁件的外露部位应采用钢结构防火涂料按要求涂刷。

4）用有机堵料封堵时，堵料应密实嵌于需封堵的孔隙中，包裹电缆时应均匀密实，与A板结合使用时，应略高于隔板，高出部分呈规则形状，对电缆保护管口封堵时应严实，嵌入管口深度不得小于50mm，预留孔封堵应平整。

5）用无机堵料封堵时，无机材料与水的配比得当，搅拌均匀，施工时表面应平整、光滑，当孔洞面积大于0.2m^2时，且可能有行人的地方采取加固措施。

6）防火涂料施工时应先清除电缆、铁件表面灰尘、油污，涂刷前涂料应配比得当、搅拌均匀，涂刷次数及厚度应符合产品要求，不得漏涂。

7）封堵时应外表美观，封堵部位表面平整、光洁，用有机堵料封堵时应呈一定的几何图形。

8）验收应按如下要求：

① 电缆防火工程施工验收应提交下列资料：施工单位资质证书、产品说明书、产品合格证、工程预决算书、竣工图纸。

② 验收程序：施工单位在施工结束后对本施工范围内的电缆防火封堵进行细致自验，并填写验收报告（包括封堵部位、封堵尺寸、封堵用材及验收质量签字）报甲方（业主）；然后由甲方验收小组、施工方、监理等共同验收（必要时还要请供电公司相关部门参加）。甲方验收小组由电气、安全、综合办公室（保卫消防专员）、生产部门人员组成。

9）维护：电缆封堵平时应保持封堵严密，变电站小范围的电缆封堵维护工作应列入工作票内容，工作结束后由运行人员进行验收，电缆封堵未结束，工作票不终结。

10.17.5 消防设施

（1）消防设施的配置、选择必须符合国家法律、法规、电力部门的行业标准，本着合法、安全、环保、经济的原则进行，产品必须具有国家检测机构的鉴定证书和当地公安消防部门的许可证书，消防工程的施工单位必须具有相应的施工资质和许可证书，公司保卫部门负责对产品和施工单位进行资格审查和质量监督。资料应提交公司保卫部门备案登记。

（2）消防设施在移交使用单位时，厂方、施工单位必须按规范要求将各种竣工资料移交给使用单位，对使用单位人员进行培训。

（3）消防设施必须经当地公安消防监督机构验收合格后方可投入使用。

（4）运行前值班人员应熟悉掌握消防设施的工作原理、操作程序，将消防设施的管理编入运行规程，运行后应保持正常运行，发现故障及时修复，并填写有关台账。

（5）消防设施用于灭火救灾，不准挪为他用，不得毁坏和丢失，毁坏或丢失消防设施应予以赔偿，随意动用消防设施作违章论处。

（6）消防设施的维修必须由产品的生产单位或有资质的消防专业单位进行，资料提交公司保卫部门备案登记。

（7）灭火器的管理按如下要求：

1）配置，见 7. 12. 3. 2 节。

2）灭火器应设置在明显、便于取用、不影响安全疏散的地方，设置应稳固，铭牌必须朝外。手提灭火器宜设置在挂钩、托架或灭火器箱内，其顶部离地面高度应小于 1. 50m，底部离地面高度不宜小于 0. 15m。灭火器不应设置在潮湿或强腐蚀性的地点，室外设置时应有保护措施。

3）管理。

① 灭火器的日常管理，见表 10-65。

表 10-65　灭火器日常管理表

灭火器种类	放置环境要求	日常管理内容
泡沫 灭火器	环境温度为 4 ~ 45℃	1. 每次使用后应及时打开筒盖，将筒体和瓶胆清洗干净，并充装新的灭火药液； 2. 使用 2 年后，应进行水压试验，并在试验后标明试验日期
二氧化碳 灭火器	环境温度≯55℃ 不能接近火源	1. 每年用称重法检查一次重量，泄漏量不大于充装量的 5%，否则，重新灌装； 2. 每 5 年进行一次水压试验，并标明试验日期
卤代烷 灭火器	环境温度为 - 10 ~ 45℃ 通风、干燥，远离火源和采暖设备，避免日光直接照射	1. 每隔半年检查一次灭火器上的压力表，如压力表的指针指示在红色区域内，应立即补足灭火剂和氮气； 2. 每隔 5 年或再次充装灭火剂前应进行水压试验，并标明试验日期
干粉 灭火器	1. 环境温度为 - 10 ~ 55℃ 2. 通风、干燥	1. 定期检查干粉是否结块和动力气体压力是否不足； 2. 一经打开使用，不论是否用完，都必须进行再充装。充装时不得变换品种； 3. 用动力气瓶充装二氧化碳气体前，应进行水压试验，并标明试验日期

② 日常检查：每月检查一次，每季贴一次检查标贴。检查内容：灭火器的重量是否减少，压力表指针是否在绿色区域，外表是否完好，部件是否完整，喷嘴是否畅通，摆放位置是否合理，灭火器和灭火器箱是否清洁。每 2 年对灭火器进行一次重新换药和检测。

（8）火灾自动报警系统。

1）火灾自动报警装置在变电站投运的同时即投入运行，装置投运一年后质保期内由原施工单位负责质保期的保养维护和检测，一年质保期过后当本单位维修力量不够时可采取委

托维护方式，即与有资质的专业维护单位签订合同，委托进行维护保养和检测。

2）正式启用火灾自动报警系统时，应有下列文件资料：系统竣工图、操作规程、值班员职责、值班记录和报警部位对应图表。

3）应结合变电站巡视对火灾自动报警控制器的电源、指示灯、液晶显示、自检功能进行检查，并做好记录。应每天检查监控屏幕的消防信号。

4）应每季检查火灾自动报警系统和试验火灾自动报警系统的所有功能，并填写季度检查登记表。

5）每年用专用检测仪器对所安装的探测器，应全部试验一遍，并填写年检登记表。

6）探测器投入运行2年后，应每隔3年全部清洗一遍，并做响应阀值及其他必要的功能试验，合格者方可继续使用，不合格者严禁重新安装使用。

（9）水喷雾灭火系统。

1）变压器正常运行时水喷雾灭火装置的出口阀应关闭，防止误动。变压器着火时打开出口阀，进行灭火。现场应有操作说明。

2）正式启用水喷雾灭火系统时，应有下列文件资料：系统竣工图、操作规程、维护管理人员职责、值班记录。

3）水喷雾灭火系统应结合变电站巡视检查供水总控制阀、报警控制装置的功能，寒冷季节，应每天检查设置储水设备的房间，保持室温不低于5℃。

4）发现故障，需停水进行修理前，应经消防负责人同意，并临场监督，方能动工。

5）系统需更改，应经当地公安消防监督机构批准。

（10）消防呼吸器的管理。

1）总降应按规定数量配齐消防空气呼吸器和备用气瓶，每个操作班应配备不少于2套，维护、校验工作可与当地消防部门联系解决，应指定人员进行日常管理。

2）消防空（氧）气呼吸器使用后，必须送当地公安消防部门充气站重新充气。

3）消防空（氧）气呼吸器必须定期检查，每月检查1次。每3年对消防空（氧）气呼吸器请当地消防部门充气站全面检验1次。定期检查的主要项目是（专业人员）：

① 全面罩的镜片、系带、环状密封、呼气阀、吸气阀、空气供给阀、气囊、呼吸气阀等机件应完整好用，连接正确可靠，清洁无污垢。

② 气瓶压力表工作正常，连接牢固。

③ 背带、腰带完好，无断裂现象。

④ 气瓶与支架及机件连接牢固，管路密封良好。

⑤ 气瓶压力一般为28～30MPa，压力低于24MPa时必须充气（空气呼吸器）。

⑥ 检查氢氧化钙是否正常（氧气呼吸器）。

4）充装好的气瓶应放置贮存室或安全工具室，室温应在5～30℃，相对湿度40%～80%，空气中不应有腐蚀性气体。禁止阳光曝晒和靠近热源。

5）除上述产品以外的其他设施可参照以上规定执行，确保处于良好运行状态。

10.17.6 变压器充氮灭火装置

10.17.6.1 充氮灭火装置的一般要求

（1）220kV变电站，单台容量为180MVA及以上的变压器，当设置排油充氮灭火装置

时适用本规程。

（2）排油充氮灭火装置应具有国家固定灭火系统和耐火构件质量监督检验中心的合格检验报告和省公安厅颁发的“省消防产品质量认可证”。

（3）排油充氮灭火装置的检查、试验、验收应严格按有关标准和产品说明书的要求进行。

（4）排油充氮灭火装置在变电站投运的同时即投入运行。

（5）运行单位检修部门负责维护该装置，应备有日常维护所必需的备品备件、专用工具。

（6）发现故障和缺陷，应及时联系厂方予以修复。

（7）排油充氮灭火装置日常应保持运行状态。

10.17.6.2　工作原理

当变压器发生火灾时，如本装置处于自动运行状态，则在接收到重瓦斯及探测器动作2组信号后立即启动；如本装置处于手动运行状态，则在观察到火灾时，按手动启动按钮后立即启动。本装置启动后，快速打开排油阀，首先排出变压器本体顶部部分热油，将油箱中的油降低到顶盖下方25cm左右，减轻本体内压力，防止变压器爆炸；同时关闭控流阀，切断储油柜至油箱的补油回路，防止火上浇油；排油数秒后，氮气从油箱底部注入搅拌，强制热冷油混合，进行热交换，使油温降至闪点以下，同时降低油面的空气含氧量，达到迅速灭火的目的；之后连续充氮10min以上，使变压器充分冷却，防止复燃。

10.18　安全视频监控与门禁系统

10.18.1　安全视频监控系统

1. 配置

变电站围墙4个方向及室外每台GIS、主变压器适当位置、室内装有设备的各独立房间（后台机、继保室、配出柜室、电容器室等）等都应安装监控摄像头。监控显示部分可安装在全厂安防中心或生产系统中控室。条件具备时，也可加装电子围墙。电子围墙应能与公司、IT系统联网，并可以远程操作：通过键盘、局域网甚至手机来控制主机。

2. 安全视频监控系统的巡视检查要求

（1）检查主机是否正常运行，安全视频监控程序是否正常运行。

（2）检查围墙周围是否有植物、金属物等可能引起红外对射误动作、引起电子围墙误动、伤人情况。

（3）对于工控式主机应安装公司信息中心统一指定的自动更新功能的防病毒程序，每月应结合变电站巡视检查病毒库是否已自动更新。

（4）检查有没有异声和发热现象。

3. 安全视频监控系统的使用与维护要求

（1）应将安全视频监控系统保持运行状态，禁止关闭，禁止在视频监控计算机上安装无关程序，禁止在视频监控计算机上做无关的工作。

（2）系统的设置应由系统管理员进行，系统管理员应妥善管理好系统的密码。

（3）正常应将柜内的显示器关闭，以保护显示器并减少电源切换时的电流冲击。值班人员在巡视检查时将显示器打开，检查完将显示器关闭。

（4）每隔两个月值班员应逐一对各红外对射、红外双鉴与摄像头的联动和自动录像进行切换试验，确认联动动作、录像正确。

（5）每隔半年将工控机的防尘滤网抽出来拍打干净或清洗干净后再放入，清理柜内灰尘。

（6）每两年对摄像机外罩进行清洗，特别脏污、对视频效果影响较大的球罩也可按需要进行清洗。清洗工作应由专业人员进行，应采取措施防止损坏摄像机，特别要防止透明罩的镀膜受到损坏。需要停电的，可不按照周期，结合停电进行。

（7）每隔半年应逐一对设备联动功能进行切换试验，确认信号、联动、录像正确。如有专门维护单位，应由维护单位提供联动配置记录，并经值班人员验收通过，该切换试验应和监控中心配合进行。结合试验对计算机进行软硬件检查和清理。

（8）屏内安装独立 UPS 或者逆变电源的，每隔半年进行一次主备电源切换试验。

（9）对具备消防联动功能的机器，每年结合消防系统试验进行一次消防联动试验。

（10）脉冲电子围栏的运维可参考 GB/T 7946—2015《脉冲电子围栏及其安装和安全运行》。

4. 安全视频监控系统异常情况的处理

（1）服务器不能连接或离线（不显示）：立即联系单位安全视频监控主管处理并汇报设备保全部领导。

（2）红外双鉴、红外对射频繁误报警：可以先将该误报警点撤防，汇报安防主管，并检查现场情况，如为植物等物体遮挡导致报警器报警的，联系相关部门对植物进行整理或砍伐，如无异物，联系厂家或维护单位处理。报警器恢复正常后，应及时将其布防。

（3）如电子围墙附近有植物或其他物体可能造成误报警或者误伤人的，应及时汇报，及时联系处理，防止因误碰跌倒等原因造成人员伤亡。

（4）声光报警装置动作后，超过 10min 不能自行停止，通过软件将其关闭，若软件不能关闭则手动将其关闭，汇报安防主管，由其联系厂家或维护单位处理。

（5）已安装由系统驱动的声光报警装置，但防盗报警后不动作：检查报警联动配置是否正确，若已配置正确，汇报安防主管，联系厂家或维护单位处理。

（6）对变电站内只能显示一路图像，不能进行切换、某摄像头的图像不显示、图像有明显波纹或变形、可调摄像机不能转动、拉近拉远、对焦不清等情况，应汇报安防主管，由其联系厂家或维护单位处理。

（7）可调摄像机转动后不能停止：按停止键或反方向转动键，如还不能停止，汇报安防主管，由其联系厂家或维护单位处理。

（8）灯光不能控制：检查当地灯光开关是否在合位，如不在合位而又不能控制，汇报安防主管，由其联系厂家或维护单位处理。

（9）对安全视频监控的缺陷和处理情况应做好记录。

10.18.2 门禁系统

1. 门禁系统的巡视检查要求

（1）门禁系统应每班巡检一次，检查门禁系统运行正常、无离线，确认门已正常关闭，

并做好记录。

（2）应结合变电站日常巡视工作，检查如下内容：

1）检查各处开门和关门（包括钥匙箱）功能是否正常，是否正确联动了防盗和视频监控的布/撤防功能。

2）检查读卡器、主机、分控器、电源等外观正常，无积灰、受潮、发热等现象。

2. 门禁系统的使用与维护要求

（1）变电站门禁系统正常时，各类人员都必须刷卡进入变电站，不允许使用遥控器或钥匙开门进入。

（2）授权人员在进入装有门禁系统的变电站前应与负责日常维护值班人员联系，获得许可后才能刷卡进入变电站。刷卡人在人员全部进站后应负责关闭变电站大门（在主控楼内按门禁关门按钮）。刷卡人应防止无关人员跟随进入变电站，对其带入变电站人员的行为负责。

（3）刷卡人在离开变电站时，应清点检查离开变电站的人数与进入变电站人数是否相符，防止人员遗留在变电站内。刷卡人在按下站外关门按钮关门时，变电站安保装置将自动布防。刷卡人在关门后应与维护负责人员联系，由操作班检查大门关闭及防盗装置布防情况信号。

（4）在全户内型变电站进行户外工作（如绿化、围墙粉刷）等，工作人员不得进入户内控制室和室内设备区。

（5）有权进入变电站单独巡视高压设备的人员，可持卡进入变电站，但进站前和出站后都应与总降主管联系。

（6）变电站控制室内的钥匙箱正常不授权。因工作需要使用钥匙时，由使用人向操作班申请，说明具体借用钥匙名称、借用时间及用途，办理借用手续。工作负责人经操作班批准后，方可根据授权刷卡打开钥匙箱门。刷卡人在取得所需钥匙后，应立即关闭钥匙箱门。用完后，应立即放回钥匙箱原处，并通知操作班。操作班应结合巡视进行检查。

（7）使用门禁系统后，维护班应配备并妥善保管相关钥匙，作为门禁系统失灵时的应急措施。维护班应备好开通门禁系统变电站的边门钥匙、控制室紧急通道钥匙和钥匙箱钥匙。

（8）应对门禁系统进行周期性维护，周期为每季度一次，并由维护单位出具维护测试报告。周期性维护包括门禁刷卡器、单门控制器、主机、紧急备用电池的检查维护；门禁线缆、远方遥控开关门、门禁与防盗系统和视频监控系统的联动测试；软件更新、网络检测等。

3. 门禁系统异常情况的处理

变电站门禁无法控制时，维护班应尝试软件进行远方遥控开门。若远方开门失败，应立即汇报安防主管到现场，检查刷卡器运行工况或该刷卡器网络情况，若为刷卡器电源异常及刷卡器本身故障造成的异常应联系门禁系统维护单位处理。若为变电站大门设施问题造成的异常应联系大门维护单位处理。

第 11 章　系统异常及事故处理规程

11.1　总则

11.1.1　概述

（1）电力系统不正常运行情况（包括异常情况运行和事故情况）主要有：非同步运行、电压崩溃、频率崩溃、次同步谐振、摇摆、自励磁、同步发电机短时失磁异步运行等。这些都是需要供电公司处理的，但在企业总降能观察到部分现象，有时也需要总降配合进行操作处理。

（2）总降事故：本节特指总降非计划停电导致的至少一台主变压器高压侧或该主变压器全部低压侧失电事故，不论是总降还是上级供电公司的原因，也不论是系统故障还是设备故障原因导致的停电事故。

（3）要求：总降设备负责人、安全员、总降主管、设备保全部分管领导、电气技术员、电气运行值班人员必须熟悉掌握本规程；公司生产部值班调度应了解本规程；相关人员均应严格执行。

（4）总降停电事故可分为总降设备事故和电网系统（电力公司）事故两种。具体某一设备事故的应急处理可按照第 10 章“ 设备运行规程”相关条款执行，本节对第 10 章中未提及的部分内容进行了补充。

11.1.2　发生事故时的处理原则

（1）发生事故后，立即进行控制，避免扩大化，以减少对人身和其他设备的危害，迅速进行处理并汇报。

（2）用一切可能的方法保持非故障设备继续运行，以保证生产系统的正常供电。

（3）事故处理正常后，尽快恢复正常运行方式。

（4）处理事故时，应严格执行发令、复诵、记录、录音和汇报制度，必须使用统一的调度术语和操作术语，汇报内容应简明扼要。

11.1.3　处理事故时值班人员的职责

（1）电气运行人员在处理事故时，依据《电力调度协议》明确的各自职责范围进行处理。

（2）当班负责人为处理事故的负责人，处理事故时应尽量留在控制室，以掌握全所情况并随时与上级取得联系。

（3）在发生事故时，运行人员应准确迅速地执行负责人的命令。

（4）当受令人认为发令人的命令有疑问时，应向其做简单询问；如发令人坚持自己的命令，受令人则应立即执行，但该命令如有明显危及人身、设备的安全时，可拒不执行，并

迅速越级汇报，按照上级领导的命令执行。

（5）凡不参加处理事故的人员，禁止进入发生事故的地点。处理事故时，值班人员有权让不参加处理事故的人员离开。

（6）总降主管及设备保全部电气领导得知发生事故后，应立即赶往现场，指导处理。

11.1.4 特殊情况处理规定

（1）为尽快地消除事故或异常，当发生下列情况时，可以不经当地供电公司调度和本公司生产调度同意，由当班负责人先行处理，再行汇报。

1）设备发生故障并有可能扩大为事故时的停电操作（包括非常情况下，主变停运的操作）。

2）将直接对人员生命有危险的设备停电。

3）将已损坏的设备隔离。

4）运行中的设备有损伤的危险时，根据本规程的规定将其停用。

5）为恢复所用电的正常供电而运行的切换操作。

6）当母线电压消失时，根据本规程的规定，将连接到该母线上的开关拉开。

7）当与调度失去联系时，按本规程的规定进行操作。

（2）符合下列情况的操作，可以先向总降主管或设备保全部领导做简要汇报，征得同意后，立即进行事故处理，待处理告一段落后再详细汇报：

1）确知无来电的可能性，将已损坏的设备隔离。

2）当母线电压消失时，拉开母线上的各路电源开关。

3）开关越级跳闸后，隔离拒动开关，合上跳闸开关。

4）拉开保护装置、自动装置应动而未动的断路器，对停电部分恢复供电。

5）当系统频率、电压降低时，对于频率、电压减载装置应动而未动的断路器，应立即手动拉开。

11.1.5 处理事故的一般顺序和注意事项

（1）首先记录事故发生的时间、表计、报警信号和保护继电器的动作情况，并复归音响信号。

（2）信号继电器和控制开关把手的复位，应有两人在场，并做好记录。

（3）迅速分析、判断事故的性质和原因，必要时应对设备进行外观检查，并将情况汇报设备保全部领导。

（4）根据本规程的规定或分管领导的命令进行事故处理。

（5）处理事故过程中凡涉及 110kV 系统运行的每一个重要步骤，都应向当地供电公司当值调度员做简明汇报，并做好记录。

（6）当设备急需恢复运行或进行检修时，必须经分管领导同意，未经检查和记录的事故和故障现场不得任意变动。

（7）处理事故过程中，往来电话必须录音，以便分析事故时备查。

（8）事故处理完毕，应对设备做一次全面检查，然后向设备保全部书面汇报。

（9）在交接班签字手续完成之前发生的事故，应由交班人员负责处理，接班人员协助，

直到事故处理告一段落后方可交接班；接班签字后，交接人员尚未离开工作岗位发生事故时，交班人员应主动协助处理事故。

11.2 110kV 系统事故处理

11.2.1 系统振荡故障

电力系统振荡是指电力系统中的电磁参量(电流、电压、功率、磁链等）和机械参量(功角 δ、转速等）的大小随时间发生等幅、衰减或发散的周期性波动现象。

1. 引起系统振荡的原因

（1）电力系统动态稳定的破坏（如短路、断线、大容量机组切除等引起的)。

（2）电力系统静态稳定的破坏。

（3）各电源间非同步合闸未能拖入同步。

（4）发电机或大型同步调相机失去励磁失步后未能很快恢复而仍在系统中运行。

2. 系统发生振荡的现象

（1）系统的电压表、电流表及功率表的指针周期性地剧烈摆动。

（2）变压器在指针摆动的同时伴有节奏的鸣声。

（3）振荡中心的电压波动最大，它的电压周期性地降到接近于零。

（4）失去同期的电源之间虽有电气联系，但送电端部分的频率升高，而受电端部分的频率降低并略有摆动，此时，电气频率表指示不切实，应用机械测速方式反映频率。

（5）失去周期的电源间的联络线的功率表指针摆动最大。

3. 系统振荡的操作处理

（1）根据以上现象判断系统振荡后，配合当地供电公司当班调度调整（增、减或保持稳定）负荷。

（2）根据供电公司当班调度的命令进行投、切负荷，尽快恢复稳定运行，与调度失去联系时不允许值班人员投、切负荷操作（对设备造成损坏时或严重威胁时除外)。

（3）除系统振荡自动解列装置外，值班人员只有得到供电公司当班调度的“系统解列”命令时，才准操作。

（4）值班人员在接到供电公司当班调度拉电的命令时，应积极配合执行。

（5）值班人员接到供电公司当班调度限负荷命令时，应立即通知公司生产调度执行。

（6）在处理系统非同期振荡故障的同时，严格监视所（站）用电的可靠运行。

11.2.2 系统低频率故障

1. 系统低频率现象

（1）频率表指示值下降。

（2）电压下降，灯光变得较暗、闪动。

（3）负荷电动机转速变慢，电流值增大。

2. 系统低频率故障处理

当系统频率达到 49.5Hz 时，低频减载装置将自动切除预先设定的工序供电；当系统频

率低于 49.5Hz 时，供电公司调度又通知限负荷时，必须立即配合按顺序拉负荷操作。切除的设备及顺序，需设备保全部与公司生产部协商并下文件规定。

11.2.3 系统低电压故障

1. 系统低电压现象

（1）各级母线电压表指示值均下降，低于正常值。

（2）室内照明明显暗下来。

2. 系统低电压处理

（1）电压控制点的母线电压，一般不超过额定电压的 ±5% 运行，最低电压也不应该低于额定电压的 90%，若运行电压超过规定值，应立即进行无功调整或做必要的运行方式调整。

（2）在发现系统电压下降到额定值的 90%，通过对变压器分接开关的调整，电压无明显升高时，立即通知公司生产调度限负荷。

（3）积极与供电公司调度联系，确定相应处理方案。必要时，与系统解列。

11.2.4 110kV 线路跳闸事故处理

1. 110kV 线路失电现象

（1）控制室内微机显示屏报警，文字提示失电原因。

（2）10kV 母线电压指示到零。

（3）110kV 线路电压指示到零。

2. 110kV 线路失电原因

（1）总降 110kV 进线开关因线路故障跳闸。

（2）总降因上级开关跳闸导致失电。

3. 110kV 线路失电操作

（1）复归音响信号。

（2）记录失电时间、故障报警信号内容。

（3）如果总降内部无明显故障，初步判断为上级变电站问题，应立即与供电公司值班调度联系，问明原因，并立即汇报本公司生产调度，启动失电应急预案。

（4）当确认 110kV 线路永久性失电时，若有保安电源，应按以下顺序合上保安电源与总降联络开关，公司处于保安电源供电状态。

1）分断总降内所有 110kV 线路开关；

2）分断主变压器低压侧（10kV 或 35kV）进线开关；

3）分断余热发电并网开关（10kV 或 35kV），并通知发电系统操作人员，未经总降值班人员许可不得并网操作；

4）分断 10kV 或 35kV 电容补偿置开关。

（5）事故处理完毕应尽快向供电公司地调汇报 110kV 进线开关合闸情况。

（6）失电事故发生后，总降值班人员要保持与供电公司值班调度的密切联系，了解失电原因以及能够恢复正常供电的具体时间。

4. 110kV 线路恢复供电操作

（1）110kV 线路来电后，首先汇报公司调度，分断保安电源开关，进行恢复正常供电操作。

（2）严格按倒闸操作步骤要求逐步操作。

（3）通知各受电单位，逐个送上 10kV 馈线开关。

（4）根据显示的功率因数，按需合上电容器组开关。

（5）按规程巡检 GIS 组合电器、变压器、电容器组和 10kV 开关柜运行情况。

11.2.5 110kV 系统接地

1. 故障现象

（1）警铃响，“110kV 系统接地”光字牌亮。

（2）接地信号继电器动作，掉牌或指示灯亮。

（3）中央信号盘“掉牌未复归”光字牌亮。

2. 故障处理

（1）解除警报，记录时间。

（2）穿好绝缘靴，对站内 110kV 系统进行全面检查。

发现问题请示总降负责人及保全部分管领导进行处理。对二次系统进行检查，看是否误动。

若 110kV 及二次系统无问题，可能非本站问题，报告地调，听候处理，并注意观察变压器运行情况及声响。

记录好事故过程和时间，将本站问题报告总降负责人及保全部分管领导。

11.3 10kV 系统事故处理

11.3.1 馈电 10kV 母线失电操作处理

1. 馈电 10kV 母线失电现象

（1）微机屏报警，显示故障原因。

（2）开关跳闸，相应开关跳闸指示灯闪光。

（3）10kV 线路的电压表指针指到零。

（4）110kV 系统电压显示正常。

2. 馈电 10kV 母线失电操作处理

（1）解除音响信号。

（2）根据微机屏故障显示，尽快查清故障原因，处理故障，恢复供电。

（3）若故障已查明是一台主变压器 10kV 进线开关故障，且在较短的时间内无法消除时，可通过 10kV 母联开关合闸送电，用另一台主变压器承担各下游变电室重要负荷用电，但必须按倒闸操作规程进行操作：

1）将 10kV 进线开关（断路器）摇至试验位置；

2）将该 10kV 进线开关柜上继电器室内所有的控制开关拉下；

3）将该主变压器 110kV 侧 GIS 断开。

11.3.2 部分 10kV 馈电线路开关跳闸操作处理

1. 线路开关跳闸现象

（1）微机屏报警，显示故障动作原因。

（2）开关故障跳闸，相应开关跳闸指示灯闪光。

（3）保护继电器动作信号继电器指示。

（4）只有部分线路（一个或几个）失电，电流为零，其他线路正常。

2. 10kV 开关跳闸操作处理

（1）解除微机报警信号。

（2）检查保护动作情况，复位动作指示。

（3）汇报公司生产调度。

（4）保护动作，开关跳闸，必须尽快查明故障原因，消除故障，恢复送电。

当主电缆沟内电缆发生短路放炮时，应立即拉开 10kV 进线开关，待进一步检查确认；

当发生馈电线路故障时，如果判明故障存在波及其他非故障线路的安全运行时，也应立即断开 10kV 进线开关，以避免事故进一步扩大。

11.3.3 10kV 线路单相接地故障处理

1. 10kV 单相接地原因

（1）10kV 馈线电缆单相接地。

（2）雷击等造成外部架空线路单相接地。

2. 单相接地故障现象

（1）中性点不接地系统，当一相不完全接地时，故障相相电压降低，另两相对地电压升高；当完全接地时，故障相相电压为零，另两相对地电压升高到线电压（$\sqrt{3}$倍相电压）。

（2）在系统发生单相接地故障时，微机屏将显示“××系统接地”或“3U0 越限”信息，并伴有报警信号。

3. 单相接地故障的操作处理

（1）发生单相接地故障后，应先解除报警信号。

（2）单相接地故障时间至多不得超过 2h，当值人员根据微机显示屏显示的接地故障线路，将情况汇报设备保全部领导及公司调度，并在规定的时间内拉开线路开关，及时组织相关人员查找故障点，故障消除后才能恢复送电。

11.3.4 10kV 系统接地处理

1. 故障现象

（1）警铃响，“10kV 母线接地”光字牌亮，小电流接地装置动作。

（2）绝缘监视电压表指示不平衡，接地相指示降低，其他两相指示升高。

（3）发电侧也有接地信号发出。

2. 故障处理

（1）检查绝缘监视电压表，确定接地相别和接地性质。

（2）汇报总降负责人，整个接地故障的查找听从总降负责人的指挥。

（3）如果已判断为总降侧接地，在本母线段联络线断开时，可根据小电流接地装置判断。

（4）切换小电流接地装置，寻找故障线路。

（5）报告公司调度，联系该馈线停电。

（6）若小电流接地装置所显示出的馈线停电后接地故障仍存在，或小电流接地装置未显示出接地馈线，则应对故障系统所属设备进行检查，有无明显接地现象，联系公司调度，轮停故障系统所带馈线。

3. 查找接地故障时的注意事项

（1）查找接地故障时必须穿绝缘靴，严格遵守安全规程，避免触及接地的金属。

（2）不准用刀闸切断接地电源。

（3）允许接地故障运行的时间决定于发电消弧线圈的连续允许时间及线圈温升，但应尽速消除接地接点，系统带一点接地运行时间最多不超过2h。

（4）系统接地的查找，必须与厂生产调度和发电值长密切联系，统一指挥，避免误停电。

（5）处理完毕，记录时间及过程。

11.4 谐振及其处理要求

（1）谐振的概念。从电工学知道，对除含有电阻外还含有电容、电感的复杂电路，欧姆定律为 $I=U/Z$，Z 叫阻抗，$Z=\sqrt{R^2+X^2}$，R 叫电阻，$X=X_L-X_C$ 叫电抗。对电机、变压器等感性元件而言 $X_L=(2\pi fL)$ 叫感抗，对电容器等容性元件 $X_C=1/2\pi fC$ 叫容抗。当 $X_L=X_C$，对电力系统来说就具备了发生谐振的条件。

电力系统是一个复杂的电力网络，它既有电感元件（如变压器、互感器、消弧线圈、电抗器、发电机等）又有电容元件（如补偿电容装置、输电线路相间及相地之间分布电容、高压设备的寄生电容等），当一些外界条件刺激就容易发生谐振，如电压互感器的突然投入、单相接地、较大负荷波动、负荷不平衡变化、频率波动等。一旦谐振发生，将产生谐振过电压等并带来一系列的危害。电力系统的谐振可分为线性谐振、铁磁谐振、参数谐振3类。

（2）在我国电力系统中，10kV、35kV、66kV一般为中性点不接地系统，在向带有压变的空母线合闸充电前，往往会出现铁磁谐振过电压，其时接地装置动作报警，三相对地电压表可能一相、二相或三相对地升高，或以低频摆动、出现虚幻接地现象。

（3）母线上投入事先规定的某些线路和设备或者主变压器中性点经消弧线圈接地。充电后，若仍出现铁磁谐振过电压，为减少影响，运行人员可立即拉开充电的主变压器开关，然后汇报领导，但不准直接拉开母线压变。

（4）110kV或220kV以上开关切除母线时，可能会发生开关断口并联电容与母线压变间的串联谐振，造成母线电压异常升高，为此对于该类设备，若有可能发生谐振过电压时，

应在切除母线之前，先停用母线压变，然后拉开开关。

（5）如果开关断口电容与母线压变产生铁磁谐振过电压，此时母线电压表指示将异常升高。运行人员不得拉开母线压变刀闸或重新合上所拉开的带电开关，而应立即拉开所有热备用中带断口电容开关的电源侧刀闸（母线侧刀闸不得操作）。

（6）中性点不接地系统运行中，因系统发生瞬时性接地或其他原因，可能会引起谐振过电压，此时相电压表会出现一相、二相或三相对地升高或以低频摆动，接地装置可能动作报警，运行人员应根据表计的变化，并与单相接地故障相区别，立即汇报领导，听候处理，但不应盲目将母线压变停用。

第 12 章　技 术 管 理

12.1　设备台账

（1）总降应建立设备从出厂试验、安装投运、运行使用直至从系统内退役的全过程的设备台账，实行网络动态管理。包含以下内容：

1）一套完整的出厂资料（包括主机及附件的使用说明书、出厂试验报、铭牌参数等）；

2）完整的安装资料（包括竣工图、现场所做的实验报告、投运日期等）；

3）设备检修、试验记录；

4）设备缺陷及处理情况；

5）设备事故、障碍情况及原因分析；

6）重要部件更改记录；

7）对于变压器，还应有异常运行记录、主保护动作原因记录等。

（2）若设备转移（包含站内间隔设备交换），该设备台账应随设备转移到设备所在单位的运行管理部门；若单元内设备更换，相应内容应重新建档。

（3）新建、扩建、设备更新改造和主设备大修后及时更新或建立设备台账。

12.2　资料管理

（1）总降必须存有一套完整的图纸，并不得外借。

（2）总降技术员（无技术员时班长负责）应做好竣工图纸、设备说明书、运行记录、巡检记录及各种文件、标准等资料的管理工作。

（3）新建、改建、扩建工程竣工一个月内，施工单位必须向总降提供一套竣工图纸、设备资料和竣工电子图册。

（4）资料室必须有资料目录清单，供使用时检索，每个资料盒内应建立目录。

（5）总降应存放以下资料：

1）技术标准及规程。

2）管理标准、制度。

3）相关文件。

4）行政文件。

5）安全管理文件。

6）运行记录。

7）巡检记录。

8）工作计划和培训计划。

9）本月工作票票夹。

10）本年工作票。

11）当前危险点及控制措施单。

（6）竣工图纸应含以下内容（若需多个资料盒，则在编号后再加编号，例：B—1、……、B—*X*；B—1/*Y*、……B—*X*/*Y*，其中 *X* 代表第几盒，*Y* 代表共有多少盒），资料编号第一个代号按汉语拼音第一个大写字母。

设备分类	资料编号
1）主变压器	B
2）GIS	G
3）10kV 开关柜（含干式所用变压器）	K
4）继电保护及自动装置	J
5）直流系统、UPS	ZU
6）交流屏、直流屏	JZ
7）通信	T
8）后台监控系统、五防系统	JW
9）电容补偿柜	D
10）安全器具与消防	AX

12.3 规程制度

（1）总降应具备一套完整的运行及安全规程。如果条件允许，应尽可能配备国家、行业、国家电网公司或南方电网公司颁发的有关法律、法规和技术标准（如本规程列出的部分）。

（2）设备保全部（总降主管负责）应根据总降实际，及时修编本规程。

（3）总降技术员、班长应及时收集设备相关运行信息，参与现场运行规程的修编。

（4）设备保全部（总降主管负责）应及时检查标准及规程制度的有效性，淘汰作废版本，更新相关资料。

12.4 记录报表

（1）总降常用记录。

1）总降值班人员每班必做的记录：

① 值班记录。

② 运行（抄表）记录。

③ 巡检记录。

④ 总降测温巡检记录。

2）总降值班人员根据实际情况（是否发生、出现）需要做的记录：

① 外来人员登记表。

② 每月一日电量统计报表。

③ 工作票登记表。

④ 设备缺陷记录。

⑤ 设备检修记录（包括更换元器件、厂家来人检调试、定期试验等）。

⑥ 安全工器具登记表（试验、借出、损坏、修理、新增等情况）。

⑦ 消防器材登记表（更换、使用等情况）。

⑧ 安全活动记录（包括应急预案演练、反事故演练等）。

⑨ 培训学习考试记录。

（2）总降各种记录表格的设计。

1）企业应本着“高标准、精细化、规范化、易操作、实用、够用”的原则，根据自身变电站规模大小及其他（如集团、电力公司等）要求，确定需要哪些记录表格及每一种记录表格的内容、格式。规模小的变电站，有些记录如电话记录、交接班记录等可以纳入到值班记录中而不单独用一个记录本。

2）巡检、抄表记录间隔时间除运行规程有明确要求外，可以根据情况决定，如很多企业要求正常情况下每 2h 抄表一次，4h 巡检一次等。

3）需要说明的是总降的设备都应纳入运行（抄表）记录中。总进线电源开关及每台主变压器一次侧电气数据应尽可能详细：电压、电流、有功功率、无功功率、有功电量、无功电量、功率因数等都应记录，每一配出回路应记录电流、有功功率、有功电量、功率因数等；而直流屏、交流屏、电容补偿装置可简单一些，只记录电压、电流等。后台机有自动记录统计系统的，运行人员也应到各柜子处抄表。

4）书末附录 C 提供了总降主变等各种设备运维所需标准的目录供参考。这些标准规定了运维的内容、周期、方法、判断标准、应急处置措施，对于未提及的设备及现有的制度不完善的地方，企业可以通过查询相关标准进行补充完善。

（3）各种记录按格式要求填写，并保证清晰、准确、无遗漏。

（4）填写记录应字迹清晰、端正、整洁，出现错别字用“\”符号删除即可，表格不需填写的地方划“—”。

（5）记录签名必须签全名，不得代签。

（6）记录填写颜色必须统一，不得使用铅笔和圆珠笔。

（7）记录填写一般不得超格。

（8）根据实际情况，需要时应当增设有关记录。

（9）各种记录至少保存一年，重要记录应长期保存。

第 13 章　培 训 管 理

13.1　一般规定

（1）坚持规程学习、现场培训、岗位练兵等在岗学习制度，是总降运行的重点工作之一，是保证安全运行的基础工作。要结合实际，采取多种形式，开展有针对性的培训工作。

（2）运行人员因工作调动或其他原因离岗 3 个月以上者，必须经过培训并履行考试和审批手续，方可上岗正式进行值班工作。

（3）总降应根据上级规定的培训制度和年度培训计划要求，按期完成培训计划，由总降主管（所长）负责培训计划的落实。

（4）总降培训工作以岗位培训为重点，达到熟悉设备、系统和基本原理，熟悉操作和事故处理，熟悉本岗位有关的规程制度（简称“三熟”）和能及时分析运行情况的目的；还能及时发现和排除故障，能掌握一般维修技能（简称“三能”）的要求。

13.2　培训标准

1. 熟练掌握设备运行情况

（1）掌握设备结构、原理、性能、技术参数和设备布置情况，以及设备的运行、维护、倒闸操作方法和注意事项。

（2）掌握一、二次设备的接线和相应的运行方式。

（3）能审核设备检修、试验、检测记录，并能根据设备运行情况和巡视结果，分析设备健康状况，掌握设备缺陷和运行薄弱环节。

2. 能正确执行规程制度

（1）掌握调度、运行、安全规程和运行管理制度的有关规定，以及检修、试验、继电保护规程的有关内容，正确执行各种规程制度。

（2）熟练掌握本站现场运行规程。遇有扩建工程或设备变更时，能及时修改和补充总降现场运行规程，保证倒闸操作、事故处理正确。

（3）熟练掌握倒闸操作技术。

（4）能正确执行操作程序，迅速、正确地完成各项倒闸操作任务。

（5）掌握各种设备的操作要领和一、二次设备相应的操作程序，熟知每一项操作的目的。

（6）掌握变压器并列条件及系统并列条件和操作方法。

（7）能熟练正确地进行事故处理。

（8）发生事故和异常时能根据仪表、信号指示、继电保护和设备异常状况，正确判断故障范围，并能做到迅速、正确地处理事故。

（9）遇到运行方式改变时发生故障，能够迅速、正确地处理事故。

13.3 定期培训制度

1. 规程学习

（1）以本规程为基本教材，以安全管理、运行管理、运行规程为重点组织学习。

（2）每季末进行一次考试，总结学习效果。

2. 定期培训项目

（1）每季进行一次反事故演习。

（2）技术问答：每月每人至少一题。

13.4 新人员培训

（1）新人员首先应进行岗前培训并取得上岗资格证书。

（2）经培训并考试合格后方可担任正式值班人员。

（3）考核办法如下：

1）学习期间应定期进行测验，以检查学习效果。

2）分阶段进行全面考试，检验学习成绩。

13.5 培训资料管理

（1）各项培训工作均应及时填写好专用培训记录。全部培训记录和考试成绩均应存入个人培训档案。不断总结培训工作经验，提高运行人员的技术素质和运行管理水平。

（2）建立培训档案并做好培训档案的管理工作。

第 14 章　智能变电站新技术新设备

本章主要介绍智能变电站等 5 种变电站新技术、新设备的概念和功能规范等，这些新技术、新设备目前正处于发展阶段，主要应用于电力系统，企业变电站应用还很少。14.4 节中的 3 种设备，日常以供电公司管理为主，客户管理比较简单，因此只做介绍论述，没有相应的管理制度。虽然不是新技术新设备，但在编写形式上与其他 5 节相同，因此一并列入本章。

14.1　智能变电站的概念及相关术语

14.1.1　智能电网

智能电网是当今世界能源产业发展变革的最新动向,体现了社会的进步，代表着电网未来的发展方向。“互联网 +”时代的到来，“物联网 +”技术的发展，智慧城市、智慧家庭建设的需要，工业 4.0 概念的提出和“中国制造 2025”战略的实施，都对电网的智能化发展提出了更高的要求。国际上，2001 年美国最先提出了智能电网的概念。目前，世界各国对智能电网的定义描述不完全一样，但一般认为应该具有以下特性：

（1）自愈能力。可以在发生故障后的短时间内及时发现并自动隔离故障，防止电网大规模崩溃。

（2）高可靠性。

（3）资产优化管理。

（4）经济高效。

（5）与用户友好互动。

（6）兼容大量分布式电源的接入。

国家电网公司结合我国的情况，提出了坚强智能电网概念：坚强智能电网是以特高压电网为骨干网架，各级电网协调发展的坚强网架为基础，以通信信息平台为支撑，具有信息化、自动化、互动化特征，包含电力系统的发电、输电、变电、配电、用电和调度各个环节，覆盖所有电压等级，实现“电力流、信息流、业务流”高度一体化融合的现代电网。

智能电网是一个庞大的系统工程，目前在世界范围内还都处于研究、探索、发展的阶段，其概念和内涵也在不断发展，并伴随着相关技术的进步而不断扩充和完善。2013 年，国家电网公司成立直属科研单位——国网智能电网研究院（简称“国网智研院”），是国内首家专业从事智能电网关键技术和设备开发的高端研发机构。

国网公司对坚强智能电网的发展规划分为三个阶段：

第一阶段：规划试点阶段（2009—2010 年）；

第二阶段：全面建设阶段（2011—2015 年）；

第三阶段：引领提升阶段（2016—2020 年）。

据报道：到2014年底，国网公司累计建成1550座智能变电站，并计划2015年新建1400座智能变电站。

14.1.2 智能变电站

14.1.2.1 变电站自动化技术发展的三个阶段

（1）分立元件构成的自控装置阶段：该阶段又可经历了电磁式、晶体管式、集成电路式3个阶段，时间上属于20世纪70年代以前。

（2）以微处理器（MPU）为核心的智能自动装置阶段：1971年，世界上第一个微处理器问世，MPU取代晶体管及集成电路组成的分立元件，测量准确度提高，可靠性提升，部分功能有所扩展，但仍维持原有的功能逻辑，不能互相通信，不能资源共享，实际上形成了变电站的自动化孤岛。

（3）综合自动化阶段：始于20世纪80年代中后期，现在又进入了全数字化、智能化的时代。

（4）变电站综合自动化和变电站自动化阶段：变电站综合自动化系统是将变电站的二次设备（包括测量仪表、信号系统、继电保护、自动装置和远动装置等）经过功能的组合和重新设计，利用先进的计算机技术、现代电子技术、通信技术和信号处理技术与电力系统的有关理论和技术结合，实现对全变电站的主要设备和输、配电线路的自动监视、测量、自动控制和保护以及与调度通信等综合性的自动化功能。

20世纪80年代和90年代中期，国内外都把具有上述功能的系统称作变电站综合自动化系统，以区别只有局部功能的自动化系统。1997年国际电网大会工作组在其报告中采用了“变电站自动化”和“变电站自动化系统”的名词，此后IEC61850标准采用“变电站自动化系统”（SAS）的名词，并给出了一个十分简明扼要、极具概括性的定义：SAS就是在变电站提供包括通信基础设施在内的自动化系统。

14.1.2.2 数字化变电站与智能化变电站的相关概念

1. 数字化变电站

数字化变电站准确的解释应为变电站的数字化，主要是指将变电站的信息采集、传输、处理、输出过程完全数字化的变电站，利用电子式互感器、智能化一次设备、网络化二次设备在IEC61850通信规范基础上分层构建，能够实现变电站不同智能电子设备间信息共享和互操作的变电站。

数字化变电站与传统变电站相比，主要需对过程层和间隔层设备进行升级，将一次系统的模拟量就地数字化，用光纤代替现有的电缆连接，实现过程层设备与间隔层设备之间的通信。

2. 智能变电站

国网公司标准Q/GDW 383—2009《智能变电站技术导则》给出的定义：采用先进、可靠、集成、低碳、环保的智能设备，以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求，自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和监测等基本功能，并可根据需要支持电网实时自动控制、智能调节、在线分析决策、协同互动等高级功能的变电站。

GB/T 30155—2013《智能变电站技术导则》给出的定义：采用先进、可靠、集成、绿色环保的设计与设备，以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化、系统功能集

成化、结构设计紧凑化、高压设备智能化和运行状态可视化等技术特征为基本要求，能够支持电网实时在线分析和控制决策，进而提高整个电网运行可靠性及经济性的新一代变电站。

显然，后者比前者更加科学、全面。

3. 智能化变电站与数字化变电站的区别

数字化变电站是随着变电站数字化技术而出现的，智能变电站是随着智能电网的概念而提出的，它是智能电网中核心的一环。智能变电站是数字化变电站的提升和发展，是变电站自动化技术发展的高级阶段和进一步发展的目标，其重点在于“智能”，需要立足于一、二次设备都实现智能化并具有智能决策能力的基础上。变电站的数字化不等于变电站的智能化，一、二次设备的智能化是指其功能和技术性能及其参与决策的能力，而数字化只是实现自动化、智能化的手段或方式。由于目前智能电网技术正处于探索、起步、发展阶段，智能变电站相关国家标准还不多，但国网公司先后制订了一系列的相关标准，如：

GB/T 30155—2013　智能变电站技术导则

GB/T 51072—2014 110（66）kV～220kV　智能变电站设计规范

DL/T 281—2012　合并单元测试规范

DL/T 282—2012　合并单元技术条件

DL/T 1403—2015　智能变电站监控系统技术规范

DL/T 1411—2015　智能高压设备技术导则

DL/T 1440—2015　智能高压设备通信技术规范

NB/T 42015—2013　智能变电站网络报文记录及分析装置技术条件

Q/GDW 383—2009　智能变电站技术导则

Q/GDW 393—2009　110（66）kV～220kV 智能变电站设计规范

Q/GDW 414—2011　变电站智能化改造规范（替代 Q/GDW 414—2010）

Q/GDW 426—2010　智能变电站合并单元技术规范

Q/GDW 427—2010　智能变电站测控单元技术规范

Q/GDW 428—2010　智能变电站智能终端技术规范

Q/GDW 429—2010　智能变电站继电保护技术规范

Q/GDW 430—2010　智能变电站智能控制柜技术规范

Q/GDW 431—2010　智能变电站自动化系统现场调试导则

Q/GDW 679—2011　智能变电站一体化监控系统建设技术规范

Q/GDW 750—2012　智能变电站运行管理规范

Q/GDW 751—2012　变电站智能设备运行维护导则

而数字化变电站只见于南方电网公司和国网公司下属某些省公司的标准，没有国家层面（GB、DL、NB 等）和国网公司层面的标准。因此“智能变电站”出现之后，就很少再提“数字化变电站”了。

14.1.3　智能变电站技术常用术语

（1）IEC 61850 标准。IEC61850 是国际电工委员会第 57 技术委员会（IEC TC57）制定的关于变电站自动化系统结构和数据通信的国际标准，以实现变电站内不同智能电子设备（IED）之间的互操作和信息共享。目的是实现设备间的无缝连接，达到“即插即用”，“一

个世界、一种技术、一个标准”是工业控制通信所追求的最终目标。

IEC61850 标准自 1999 年开始讨论制定，共有 10 个部分，2004 年正式发布。中国电力企业联合会于 1999 年 11 月成立工作组，对 IEC61850 标准研究、跟踪和转化，2004 年开始陆续转化为我国电力行业标准。

由于 IEC61850 第 1 版存在诸如：模型和工程配置过于复杂，自动化工具支持不够；标准不完善导致设备之间的互操作上存在一些问题；对于变电站之间，以及变电站与控制中心通信时无法做到“无缝”通信等问题，IEC TC57 已于 2009 年陆续开始发布第 2 版，目前已发布完毕，国内相关单位正在做相应的研究转化工作。

（2）数字化变电站结构分层。IEC61850 标准将变电站自动化系统从结构上分为变电站层、间隔层、过程层。数据网络分为变电站层网络、过程层 GOOSE 网络、过程层 SMV 采样值网络。

（3）过程层。过程层是一次设备与二次设备的结合面，主要由电子式互感器、合并单元、智能单元等自动化设备构成，主要完成与一次设备相关的功能，如开关量、模拟量的采集以及控制命令的执行等。

（4）间隔层。间隔层主要包括变电站的保护、测控、计量等二次设备，主要任务是利用本间隔的数据完成对本间隔设备的监测和保护判断。

（5）变电站层。变电站层主要包括变电站监控系统、远动系统、继电保护故障信息系统等，其作用是完成对本站内间隔层设备及一次设备的控制，并完成与远方控制中心、工程师站及人机界面的通信功能。

（6）面向变电站事件通用对象服务 GOOSE。它支持由数据集组织的公共数据的交换。主要用于实现在多个具有保护功能的 IED 之间实现保护功能的闭锁和跳闸。

（7）制造报文规范 MMS。ISO/IEC9506 标准所定义的一套用于工业控制系统的通信协议。MMS 规范了工业领域具有通信能力的智能传感器、智能电子设备（IED）、智能控制设备的通信行为，使出自不同制造商的设备之间具有互操作性。

（8）智能设备。一次设备和智能组件的有机结合体，具有测量数字化、控制网络化、状态可视化、功能一体化和信息互动化特征的高压设备，是高压设备智能化的简称。

（9）智能终端。一种智能组件。与一次设备采用电缆连接，与保护、测控等二次设备采用光纤连接，实现对一次设备（如：断路器、刀闸、主变压器等）的测量、控制等功能。

（10）智能单元。智能组件的一个功能单元。传统一次设备的智能化接口，通过电缆或光缆与一次设备直连，具备网络接口与变电站网络连接，实现对开关设备、变压器等一次设备的信号采集、控制等功能。

（11）智能化高压设备。由高压设备本体和智能组件组成，具有测量数字化、控制网络化、状态可视化、功能一体化和信息互动化特征的高压设备。

（12）智能组件。由若干智能电子装置集合组成，承担与宿主设备相关的测量、控制和监测等基本功能。在满足相关标准要求时，还可承担计量、保护等功能。

（13）智能电子装置（IED）。一种带有处理器、具有以下全部或部分功能的装置：①采集或处理数据；②接收或发送数据；③接收或发送控制指令；④执行控制指令。如具有智能特征的变压器有载分接开关的控制器、具有自诊断功能的现场局部放电监测仪等。

（14）合并单元。用以对来自二次转换器的电流和/或电压数据进行时间相关组合的物

理单元。合并单元可以是互感器的一个组成件，也可以是一个分立单元。

（15）电子式互感器。一种装置，由连接到传输系统和二次转换器的一个或多个电流或电压传感器组成，用于传输正比于被测量的量，供测量仪器、仪表和继电保护或控制装置。

电子式互感器包括：电子式电流互感器（ECT）和电子式电压互感器（EVT）两种。可分为有源式和无源式，有源式包括罗氏线圈（无铁心）和低功耗线圈（LPCT，含铁心）；无源式包括磁光玻璃和光纤等纯光学原理。

（16）互操作性。来自同一或不同制造商的两个以上智能电子设备交换信息、使用信息以正确执行规定功能的能力。

（17）顺序控制。发出整批指令，由系统根据设备状态信息变化情况判断每步操作是否到位，确认到位后自动执行下一指令，直至执行完所有指令。

14.1.4 企业智能变电站

智能电网作为未来电网发展的愿景，其自身必然对相关技术的发展具有引领和指导作用，特别是供电系统中智能变电站的发展，也必然导致电力用户智能变电站的产生和发展。可以预见，随着智能化工厂的发展和第五代移动通信时代的到来，企业智能变电站必然迎来一个很大的发展机遇，得到全面快速的发展。

（1）企业总降压变电站与上级供电公司变电站的友好互动，在知情的情况下主动参与电网调节，有能力选择适合自己的供电方案；也可以向供电公司提示个性化的供电服务要求，以满足特殊需求。

（2）企业总降压变电站与工厂内部各电压等级配电站（如企业220kV总降压变电站以下的35kV或66kV、10kV、0.4kV配电站）之间的互动以及各相同电压等级配电站之间横向的信息共享和互动。

（3）企业总降压变电站、工厂内部各电压等级变电站与工厂生产工艺自动控制系统（DCS）之间的融合与互动，如当供电网因故障或负荷变化要求企业减少用电负荷时，企业智能变电站系统可根据情况做出停止某配出回路（35kV或66kV、10kV）的供电，停止相应工段的生产；也可通过减少一些生产工段给料量（但生产设备不停机）以降低负荷。

（4）能耗监测与能效诊断：更加准确、完善的电能计量系统，以便随时统计、显示某生产工段的单位电耗；提供用电设备效率监测诊断服务系统。

（5）用户自备电厂如资源综合利用发电厂方便地接入与退出电网系统。

（6）企业总降后台电脑的主要信息通过移动互联技术，上传到有权限的相关技术人员手机上，以便随时了解、指导运行操作工作，甚至通过手机远方直接操作消除故障。

（7）电力系统自动化设备制造商应全面、系统地进行设备的更新换代工作，迎接第五代移动通信时代的到来，充分发挥移动互联网的功能。如用户异常、故障信息应能即时传送到用户技术人员和制造商技术人员手机上，使故障能够及时得到处理，制造商的服务得到延伸。

（8）变电站智能巡检机器人系统、电缆隧道智能巡检机器人系统替代人工巡检。

企业智能变电站的发展，将对运行维护人员提出很高的技术要求。

14.2 无人值班变电站的管理

14.2.1 无人值班变电站的概念

无人值班变电站是指站内不设置固定运行、维护值班人员，运行监测、主要控制操作由远方监控中心进行，设备采取定期巡视维护的变电站。

对变电站来说，无人值班与有人值守是两种不同的管理模式，它与人们对变电站的可靠性要求有关。是否有人值守是变电站管理模式问题，而综合自动化变电站、数字化变电站、智能变电站是变电站的技术水平问题，两者属于不同的范畴，两者表面上并没有直接的联系。一、二次设备可靠性的提高和采用先进的技术，可以为无人值班提供更为有利的条件，但不是必须具备的条件。在国内，早在20世纪50年代，无人值班已在一些大城市如上海、广州等地实行，对一些不重要的35kV变电站，实行无人值班，平时把变电站的门锁起来，一旦出现故障，保护跳闸停电，用户通过电话等方式告知供电部门，供电部门接到报告后安排人员到现场检查恢复。这种无人值班变电站的一、二次与有人值守完全一样，没有任何信息送往调度室。

尽管社会的发展对供电的可靠性提出了更高的要求，但变电站自动化技术的突飞猛进为变电站实现无人值班提供了更为强大的技术支持。因此，1995年国家电力调度中心就要求现有35kV和110kV变电站，在条件具备时逐步实现无人值班，并且1999年国家就颁布了DL/T 5103—1999《35kV～220kV无人值班变电站设计技术规程》（目前最新版本为DL/T 5103—2012）。实践证明：变电站实行无人值班可以提高运行的可靠性，减少人为事故，提高劳动生产率，降低建设成本，具有明显的经济效益和社会效益。国外有一种观点认为，人容易受环境、情绪、性格、疾病等诸多因素影响，人本身就是一个不可靠因素，所以不少事故是由人为误操作引起的，无人值班可以提高运行的可靠性。现在，国内电力系统的各电压等级变电站大部分都实现了少人或无人值班。据报载：到2013年5月，浙江全省34座500kV变电站已全部具备了无人值班管理条件，浙江500kV变电站跨入无人值班时代。

14.2.2 企业无人值班变电站发展的现状及原因

经过20多年的推广和发展，变电站无人值班在电力系统已全面实施，并且有非常成熟的经验和相关技术、标准，但到2015年，企业变电站特别是35kV以上的变电站绝大多数还是有人值班，很少看到无人值班的相关报道。与电力系统相比，尽管企业变电站的设备配置并不低甚至还要好一点，如66kV及以上开关大多采用GIS，35kV及以下断路器大多采用国际名牌（如ABB、西门子）或国产一线品牌的真空断路器，并且都采用了综合自动化系统，但仍然要求运行值班人员每1h或每2h巡检抄表一次，记录U、I、P、Q、PF、用电量、主变压器油温等，实际上这些在后台监控计算机上都有记录并可长时间保存以备随时查阅。分析起来，主要由以下几方面的原因：

（1）企业变电站（本节专指总降压变电站，进线电压包括35kV、66kV、110kV等）大部分都是按少人值班配备的，每班安排一名运行值班人员，按四班三运转，再加上一个班

长，共5人，负责日常运行工作。遇到检修和工作量较大的维护工作时，由设备主管部门安排其他生产车间电气人员进行。这样，实行无人值班经济效益不明显，况且远程监控由谁负责还是一个问题。在技术人员方面，设备管理部门一般安排一名技术人员主管甚至兼管变电站的工作，远不如电力系统那样专业划分得很细，技术水平也较高。

（2）企业变电站自身特点问题：一是变电站往往受本企业生产环境影响，如粉尘污染、腐蚀性气体等；二是与电力系统相比企业变电站主变压器负荷率高，为了节约变压器基本电费，很多都在80%左右，有的常常处于满负荷甚至超负荷状态；三是负荷冲击大，如某企业变电站只有一台35kV、25000VA的主变压器，但全厂仅10kV高压电动机就有13台，其中最大的3台功率分别为5000kW、3550kW、3550kW，这些电机的起动，必然会对变压器造成较大的冲击。

（3）领导担心安全问题。变电站在企业中是为生产服务的，与整个工厂相比，投资、占地、人员都很少，是一个辅助性的岗位。电气为设备（机械）服务，设备为生产服务，电气专业的最高领导一般只是企业设备管理部门的一个副职干部，在“老总”一级很少有电气专业的，大家都认为电气“三分电气，七分神气”，搞不懂，是“电老虎”，害怕出问题影响生产，不像机械设备，生产工艺甚至供应、销售方面的领导对机械设备也比较熟悉。

14.2.3 企业变电站无人值班管理模式

14.2.3.1 现有变电站的无人化改造

在电力系统，即便处于中心枢纽位置的750kV、500kV变电站很多也都实现了无人值班，企业变电站仍然实行有人值班，主要是人们观念上的问题。实际上，正在运行的且采用综合自动化技术的变电站，经过简单的改造，都可实现无人值班。毕竟，无人值班是发展的趋势。

（1）增加两台计算机分别放在生产系统的中央控制室和DCS（集散控制系统）工程师站（一般由设备管理部门管理）。中央控制室的计算机可以让生产控制系统操作工作量较少的且经过培训的操作员兼管，与变电站计算机具有相同的功能，都可以显示并进行倒闸操作，但两者不能同时进行操作，正常情况下倒闸操作在变电站现场进行，紧急事故情况下可以在中央控制室进行操作，DCS工程师站只有显示功能，不能进行操作。

（2）如果条件许可，还可以做得更完善：

1）增加变电站安全监视系统，凡有设备的各个室内房间及室外变压器、断路器或GIS周围都要安装带电动云台可自由转动的摄像头，显示器安放在中央控制室；

2）室内增加感烟、感温等消防监测用的传感器，信号上传至安全监视系统并且可以在远方（中央控制室）实现画面切换；

3）室内外温度、湿度的显示及远传；

4）增加变压器、断路器或GIS 、避雷器的在线监测系统。

14.2.3.2 无人值班变电站的管理模式

变电站主管部门（设备保全部或电气信息化部）负总责，生产系统中央控制室负责监控（兼职），距变电站最近的分厂或车间电气工段负责运维（兼职）。兼职人员可以发以一定的兼职费用和津贴。

14.2.3.3 人员设置及岗位职责

1. 变电站主管（所长）

在变电站主管部门设一专职的主管工程师，协助部门电气领导全面负责变电站的管理工作。职责如下：

（1）履行本书第 6 章的职责；

（2）手机保持 24h 开机；

（3）每天检查一次监控人员、运维班前一天的值班记录；

（4）每天到变电站例行检查一次；

（5）每天查看一下变电站自动化系统监控计算机前一天的日志及自动生成的报表；

（6）对上述 3 项检查中发现的问题应立即向监控人员、运维人员了解情况，及时处理或汇报领导；

（7）负责对运维班、监控班人员的培训及工作指导，必要时可请设备厂家到场协助；

（8）负责变电站管理（包括监控班、运维班）相关制度、规程的起草、完善。

2. 监控班

监控班设在生产系统中央控制室，由生产系统操作工作量较少的工段或车间且经过变电站相关知识培训的操作员组成（一般情况下一人负责监控一台生产系统的计算机），根据倒班情况，每班指定一人，生产控制系统班长兼任监控班班长。正常情况下的监控工作由操作员兼职完成。

职责如下：

（1）负责变电站的监控工作及与上级供电部门调度的联系，并按要求及时与企业内部生产调度联系，互通相关信息；

（2）发现异常情况时应首先向运维班当班人员反映，然后向变电站主管工程师反映；

（3）操作员应有专门的变电站值班记录，并按要求做好记录及交接班工作；

（4）负责生产系统所需电量统计报送工作，但一般不需要抄录监控机日志自动记录并保存的电气参数等；

（5）当生产系统停产检修，即操作员所在生产工段不需要倒班时，操作员仍要倒班对变电站进行监控工作，以保障变电站的正常运行。

3. 运维班

操作维护工作由距变电站最近的生产车间或分厂且人数较多的电气工段负责，并选拔人员兼职组成企业变电站运维班，每个随生产系统倒班的班组兼职变电站工作的人员不少于 2 人，工段安排一名上长白班的副工段长兼职任运维班班长，并在班组成员中选拔两人分别任技术员和安全员。如有必要，电气设备管理部门根据专业技术要求可以从全公司抽调人员。

职责如下：

（1）运维班人员除了完成生产系统电气工作外，还要兼职完成变电站的工作，当两者发生冲突时，按照工作的轻重缓急次序处理；同等情况下优先处理变电站工作；

（2）当生产系统停产检修，即运维班所在车间电气工段不需要倒班时，运维班人员仍要倒班以保障变电站的正常运行；

（3）运维班必须有专用的变电站值班记录，并按要求做好记录及交接班工作；

（4）在变电站主管部门和生产车间双重领导下，按变电站各项制度要求，完成巡视、

维护检修和倒闸操作等各项工作；

（5）运维班班长履行本书第 6 章列出的职责。

14.2.4 无人值班变电站的管理

14.2.4.1 概述

按照本节的管理模式，变电站管理部门由原来的 1 个变成现在的 3 个，因此变电站主管部门要负起总责，将职责划分清楚并加强督促、协调工作。要充分利用变电站自动化系统的功能，减少不必要的人工工作，如有人值班时要求抄录各电气参数等。

本书第 5 ~ 13 章的内容基本上仍然适用，但由于管理模式变化，主要岗位人员发生了变化而且还是兼职的，如原来由变电站值班运行人员完成的巡视、倒闸操作现由运维班完成等，所以必须做出相应的调整。实际上最主要的变化是巡视周期发生了变化。下面参考《国家电网公司无人值守变电站运维管理规定》（本规定自 2014 年 8 月 1 日起施行）制订出巡视周期及定期维护周期，为安全起见，按原规定中的三类变电站制订。

其中三类变电站是指除二类以外的 220kV 变电站，电厂外送变电站（30 万 kW 及以上，100 万 kW 以下），主变压器或母线停运、开关拒动造成五级电网事件的变电站，为一级及以上重要用户直接供电的变电站。

14.2.4.2 设备巡视管理

（1）无人值守变电站的设备巡视检查，分为例行巡视、全面巡视、专业巡视、熄灯巡视和特殊巡视。

（2）例行巡视：每周不少于 1 次。配置智能机器人巡检系统的变电站可降低例行巡视频次。

例行巡视是指对站内设备及设施外观、异常声响、设备渗漏、监控系统、二次装置及辅助设施异常告警、消防安防系统完好性、变电站运行环境、缺陷和隐患跟踪检查等方面的常规性巡查，具体巡视项目按照现场运行规程执行。

（3）全面巡视：每月不少于 1 次。

全面巡视是指在例行巡视项目基础上，对站内设备开启箱门检查，记录设备运行数据，检查设备污秽情况，检查防火、防小动物、防误闭锁等有无漏洞，检查接地网及引线是否完好，检查变电站设备厂房等方面的详细巡查。

（4）专业巡视：每半年不少于 1 次。

专业巡视指为深入掌握设备状态，由变电站主管部门、运维班、监控班人员联合开展对设备的集中巡查和检测。

（5）熄灯巡视每月不少于 1 次。

熄灯巡视指夜间熄灯时开展的巡视，重点检查设备有无电晕、放电，接头有无过热现象。

（6）特殊巡视指因设备运行环境、方式变化而开展的巡视。遇有以下情况，应进行特殊巡视：

1）大风后；

2）雷雨后；

3）冰雪、冰雹、雾霾；

4）新设备投入运行后；

5）设备经过检修、改造或长期停运后重新投入系统运行后；

6）设备缺陷有发展时；

7）设备发生过负荷或负荷剧增、超温、发热、系统冲击、跳闸等异常情况；

8）生产系统有负荷较大的新设备投入运行时。

（7）巡视中如有紧急需要，运维人员应立即停止巡视，参与处理有关事宜，处理完后，再继续巡视。

（8）变电站主管单位电气领导、生产车间或分厂的电气领导、电气工段长应每月至少参加一次巡视，监督、考核巡视检查质量。

14. 2. 4. 3　设备定期维护

（1）变电站定期维护项目包括对一、二次设备、在线监测装置、备用电源、通风系统以及消防、照明、安防等辅助设施的轮换、试验、检查及对房屋、围墙等土建设施的检查等内容。

（2）定期轮换、试验工作应包括以下内容：

1）事故照明每季度试验 1 次；

2）主变压器备用冷却器每季度轮换 1 次；

3）主变压器冷却电源自投功能每季度试验 1 次；

4）站用直流系统备用充电机每半年起动 1 次。

（3）定期维护工作应包括以下内容：

1）避雷器动作次数抄录每月 1 次，泄漏电流结合巡视抄录；

2）防小动物设施每月维护 1 次；

3）安全工器具每月检查 1 次；

4）全站各装置、系统时钟每月核对 1 次；

5）排水、通风系统每月维护 1 次；

6）单个蓄电池电压测量每月 1 次；

7）漏电保安器每季试验 1 次；

8）消防器材每月维护 2 次；

9）室内、外照明系统每季度维护 1 次；

10）室内、外温湿度计每季度维护 1 次；

11）机构箱加热器及照明每季度维护 1 次；

12）安防设施每季度维护 1 次；

13）防误装置每半年维护 1 次；

14）二次设备每半年清扫 1 次；

15）锁具每年维护 1 次；

16）蓄电池内阻测试每年 1 次；

17）电缆沟每年清扫 1 次；

18）室外主变压器及断路器（或 GIS）套管、绝缘子每 2 年清扫 1 次。

（4）继电保护及安全自动装置的定期维护应满足相关专业管理的要求。

14.3 在线监测装置的管理

14.3.1 概述

变电站在线监测装置（系统）是指在不停电的情况下，对变压器、断路器及 GIS 等设备进行连续或周期性的监视监测及处理的成套装置。在国外，加拿大 Syprotec 公司的 Hydran@ 201i 变压器早期故障在线监测装置（主要检测氢气和总烃）早在 1973 年就已投入使用。我国变电设备在线监测装置起步虽晚，但目前总体水平居世界先进行列，例如南瑞、许继、河南中分、浙江理工、西电集团、天威、保变等公司都有相应的产品。据国家电网公司统计：到 2013 年 6 月为止国网公司正在运行的变压器油中气体在线监测装置就有 6434 套，主要用于 110kV 及以上电压等级的变电站。电力系统以外企业应用少且较晚，但也已有良好的开端，随着技术进步及装置价格的下降，必将在大型电力用户中逐步普及。

14.3.2 组成

变电站主设备一般都有多种在线监测装置，根据需要配置一种或几种。表 14-1 是电网公司系统配置时用到的。

表 14-1 变电站在线监测装置可能的配置

设　　备	在线监测装置
变压器	油中溶解气体在线监测装置（一般为 H_2、CO、CO_2、CH_4、C_2H_4、C_2H_2、C_2H_6 7 种气体及微水）
	局部放电
	铁心接地电流
	绕组光纤测温
	变压器套管介损（绝缘）监测
	有载调压开关监测
	运行工况监测软件及专家系统（油温、环温、负荷电流，过负荷能力和紧急过载时间评估和提示，变压器状态评估）
断路器及 GIS	断路器动作特性
	局部放电
	SF_6 气体密度及微水
	SF_6 气体泄漏
容性设备	避雷器绝缘
	电流互感器、电容式电压互感器
开关柜	开关柜光纤测温
	开关柜无线测温
电缆	电缆温度
	电缆局部放电
	电缆火灾

（续）

设　备	在线监测装置
输电线路	输电线路覆冰
	输电线路弧垂
	输电线路远程图像
	微气象
	分布式导线温度

14.3.3　相关标准

目前（到2015年8月），关于在线监测装置的相关标准，不论是IEC还是国内标准，都还不完善，但都在快速发展之中。

国家层面的标准有7项：

（1）GB/T 17623—1998《绝缘油中溶解气体组分含量的气相色谱分析法》

（2）GB/T 7252—2001《变压器油中溶解气体分析和判断导则》

（3）DL/Z249—2012　《变压器油中溶解气体在线监测装置选用导则》

（4）DL/T 722—2014　《变压器油中溶解气体分析和判断导则》

（5）DL/T 1430—2015　《变电设备在线监测系统技术导则》

（6）DL/T 1432.1—2015《变电设备在线监测装置检验规范　第1部分：通用检验规范》

（7）DL/T 1433—2015　《变压器铁心接地电流测量装置通用技术条件》

国家电网公司企业标准目前有以下10项：

（1）《Q/GDW 534—2010 变电设备在线监测系统技术导则》

（2）《Q/GDW 535—2010 变电设备在线监测装置通用技术条件》

（3）《Q/GDW 536—2010 变压器油中溶解气体在线监测装置技术规范》

（4）《Q/GDW 537—2010 电容型设备及金属氧化物避雷器绝缘在线监测装置技术规范》

（5）《Q/GDW 538—2010 变电设备在线监测系统运行管理规范》

（6）《Q/GDW 539—2010 变电设备在线监测系统安装验收规范》

（7）《Q/GDW 540.1—2010 变电设备在线监测装置检验规范　第一部分：通用检验规范》

（8）《Q/GDW 540.2—2010 变电设备在线检测装置检验规范　第二部分：变压器油中溶解气体在线监测装置》

（9）《Q/GDW 540.3—2010 变电设备在线检测装置检验规范　第三部分：电容型设备及金属氧化物避雷器绝缘在线监测装置

（10）《Q/GDW 616—2011 基于DL/T 860标准的变电设备在线检测装置应用规范》

14.3.4　运行管理

1. 一般规定

（1）应将在线监测装置视为主设备不可或缺的一部分纳入日常管理中，建立完善的设备台账。

（2）在现有的总降值班记录、巡检记录、抄表记录中增加在线监测装置的内容；当以前印制的这批记录本用完后，由设备保全部负责重新设计、印制新的记录本，将在线监测装置纳入其中。

（3）总降班长负责每天对在线监测设备及运转值班记录巡视检查一遍，发现异常应立即向总降主管和设备保全部领导汇报。

（4）鉴于目前，不论国内还是国外产品，误报、漏报率都较高。因此应将装置厂家现场调试技术人员至少两人的手机号登记在册或贴在总降醒目位置，以便随时咨询。

（5）在线监测装置必须按照相关标准经过验收，并对相关人员培训考试合格后才能投入使用。

2. 巡视检查

（1）监测装置的外观应无锈蚀、密封完好、连接紧固。

（2）电缆、光缆的链接应无松动和断裂。

（3）油气管路连接应无渗漏。

（4）就地显示装置应显示正常。

（5）数据通信应正常。

（6）检测单元运行应正常。

（7）当在线监测装置的电压超过监测装置规定的范围或进行电源切换时，应及时检查装置工作是否正常。

（8）在被监测设备充电、倒闸操作或其他可能影响在线监测装置运行的情况下，应及时检查相关监测装置工作是否正常。

（9）在特殊情况下，如被监测设备遭受雷击、短路等大扰动后，或监测数据异常，以及在大负荷、异常气候等情况时应加强巡视。

3. 报警管理

（1）在线监测装置的报警值由设备保全部和在线监测装置生产厂家根据相关标准确定，设备保全部以内部文件形式按流程报批后下发并备案。

（2）在线监测装置发生报警后，运行人员应首先进行初步的检查，不论是误报还是确实存在问题的真实报警，都应在专用的报警记录上按要求做好详细记录，如果无法判断是误报应立即报告总降主管或设备保全部领导。

（3）总降主管或设备保全部领导接到在线监测装置报警电话后，应立即赶到现场，按以下要求安排检查和开展工作：

1）报警值的设置是否正确；

2）外部接线、网络通信是否出现异常、中断；

3）是否有强烈的电磁干扰源发生，如开关操作，外部短路故障等；

4）被监测设备外观有无异常，和报警值相关的参数实际值与历史数据相比是否真的异常；

5）监测装置及系统是否正常；

6）是否有异常天气。

（4）如果确认在线监测装置工作正常，应进行在线监测数据变化的趋势、横向和相关性分析，并视具体情况对主设备采取进一步的分析和处理，必要时可咨询主设备生产厂家和

在线监测装置厂家。

（5）如果确认在线监测装置发生误报警，应及时退出报警功能，查明原因并处理正常后再投入运行。

14.3.5 维护管理

1. 日常维护

（1）总降班长、总降主管应熟悉相关使用文件，严格按照使用说明书进行相关维护工作。

（2）定期对在线监测装置的电源进行检查，保证装置处于持续工作状态。

（3）在线监测装置的网络设置及系统升级应经过设备保全部电气领导书面批准并备案。

（4）被监测设备检修时，应对在线监测装置进行必要的检查和试验。

（5）被监测设备解体或更换时，应将监测装置拆除，妥善保管；拆除、安装应按制造厂技术要求进行。

2. 异常及故障处理

（1）当在线监测装置异常时，按照厂家使用说明及维护手册进行检查：

1）装置（传感器部分）是否有外观异常（如松动、脱落）现象；

2）装置自检是否正常；

3）站控监测单元和综合检测单元通信测试是否正常。

（2）经检查并确认在线监测装置无故障时，应根据维护手册进行人工复位。

（3）在线监测装置发生不能恢复的故障时，设备保全部组织相关人员和厂家查明原因，进行修理或更换。

（4）在线监测装置发生的异常和故障，由总降班长负责记录在装置的运行履历记录中。

3. 校验

（1）根据厂家说明书并参考国家电网公司 Q/GDW 539—2010 对在线监测装置进行定期校验。

（2）依据离线、带电检测数据及时对在线监测装置数据的准确性和重复性进行对比分析，必要时可请当地供电公司或厂家帮助。

（3）对于装置校验结果不合格或数据对比结果存在明显差异的，应查明原因并进行处理。

14.3.6 技术文件管理

（1）在线监测装置的文件应包括装置（系统）使用说明书、运行维护手册、型式试验报告、出厂试验报告、交接试验报告等资料。

（2）运行履历应包括安装调试记录、试运行报告、校验报告、验收报告、被监测设备缺陷记录、装置缺陷记录、维修、改造、变更情况说明等。

14.4 计量装置、电力负荷管理终端、电能质量监测装置的管理

14.4.1 计量装置

14.4.1.1 概述

（1）电能计量装置：由各种类型的电能表或与计量用电压、电流互感器（或专用二次

绕组）及其二次回路相连组成的用于计量电能的装置，包括电能计量柜（箱、屏）。

（2）管理电能计量装置的目的是为了保证电能量值的准确性、溯源性和电能计量装置安全可靠运行。

（3）电能计量装置管理是指包括计量点、计量方案的确定和设计审查，电能计量装置的安装竣工验收、运行维护、现场检验、故障处理，电能计量器具的选用、订货验收、计量检定、存储与运输、运行质量检验、更换、报废的全过程及其全寿命周期管理，以及与电能计量相关设备的管理。

（4）常用相关标准

GB/T 17215.211—2006　交流电测量设备 通用要求、试验和实验条件　第11部分：测量设备

GB/T 17215.311—2008　交流电测量设备　特殊要求　第11部分：机电式有功电能表（0.5、1和2级）

GB/T 17215.321—2008　交流电测量设备　特殊要求　第21部分：静止式有功电能表（1级和2级）

GB/T 17215.322—2008　交流电测量设备　特殊要求　第22部分：静止式有功电能表（0.2S级和0.5S级）

GB/T 17215.323—2008　交流电测量设备　特殊要求　第23部分：静止式无功电能表（2级和3级）

GB/T 17215.301—2007　多功能电能表　特殊要求

GB/T 16934—2013　电能计量柜

GB 17167—2006　用能单位能源计量器具配备和管理通则

GB/T 50063—2008　电力装置的电测量仪表装置设计规范

GB/T 15284—2002　多费率电能表　特殊要求

DL/T 614—2007　多功能电能表

DL/T 825—2002　电能计量装置安装接线规则

DL/T 5137—2001　电测量及电能计量装置设计技术规程

DL/T 1478—2015　电子式交流电能表现场检验规程

DL/T 1485—2015　三相智能电能表技术规范

DL/T 1489—2015　三相智能电能表型式规范

DL/T 1490—2015　智能电能表功能规范

DL/T 448—2015　电能计量装置技术管理规程

DL/T 1491—2015　智能电能表信息交换安全认证技术规范

Q/GDW 1373—2013　电力用户用电信息采集系统功能规范

上述标准中与其关系最为密切的应是DL/T 448—2015《电能计量装置技术管理规程》，代替DL/T 448—2000。尽管它适用于发电企业、电网企业、供电企业等电力系统企业电能计量装置的技术管理，但作为一般企业用户应有一定的知情权和监督权。

14.4.1.2　电能计量装置的分类及技术要求

1. 电能计量装置的分类及准确度等级

运行中的电能计量装置按计量对象重要程度和管理需要分5类（Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ、

Ⅴ），各类电能计量装置应配置的电能表、互感器的准确度等级不应低于表 14-2 的示值。电能计量装置中电压互感器二次回路电压降应不大于其额定二次电压的 0.2%。请注意，DL/T 448—2015 与 DL/T 448—2000 相比，在电能计量装置的分类及准确度要求方面变化较大，详见表 14-3。以某 35kV 用户变电站为例，月平均用电量 700 万 kW·h，按 DL/T 448—2000 应属Ⅰ类用户，应采用不低于 0.2S 或 0.5S 的有功电能表；按 DL/T 448—2015 应属Ⅲ类用户，应采用不低于 0.5S 的有功电能表。0.2S 级和 0.5S 级有功电能表的百分数误差极限见表 14-4。

表 14-2　DL/T 448—2015 标准中电能计量装置的分类及准确度等级

电能计量装置		准确度等级			
类别	定　义	电能表		电力互感器	
		有功	无功	电压互感器	电流互感器
Ⅰ	220kV 及以上贸易结算用、500kV 及以上考核用、计量单机容量 300 MW 及以上发电机发电量用的电能计量装置	0.2S	2	0.2	0.2S
Ⅱ	110～220kV 贸易结算用、220～500kV 考核用、计量单机容量 100～300MW 发电机发电量用的电能计量装置	0.5S	2	0.2	0.2S
Ⅲ	10～110kV 贸易结算用、10～220kV 考核用、计量单机容量 100MW 以下发电机发电量、发电企业厂用电量的电能计量装置	0.5S	2	0.5	0.5S
Ⅳ	380V～10kV 电能计量用、220V 单相供电双向计量的电能计量装置	1	2	0.5	0.5S
Ⅴ	220V 单相供电单向计量的电能计量装置	2	—	—	0.5S

表 14-3　DL/T 448—2000 标准中电能计量装置的分类及准确度等级

电能计量装置		准确度等级			
类别	定义	电能表		电力互感器	
		有功	无功	电压互感器	电流互感器
Ⅰ	月平均用电量 500 万 kW·h 及以上或变压器容量为 10000kVA 及以上的高压计费用户、200MW 及以上发电机、发电企业上网电量、电网经营企业之间的电量交换点、省级电网经营企业与其供电企业的供电关口计量点的电能计量装置	0.2S 或 0.5S	2	0.2	0.2S 或 0.2
Ⅱ	月平均用电量 100 万 kW·h 及以上或变压器容量为 2000kVA 及以上的高压计费用户、100MW 及以上发电机、供电企业之间的电量交换点的电能计量装置	0.5S 或 0.5	2	0.2	0.2S 或 0.2
Ⅲ	月平均用电量 10 万 kW·h 及以上或变压器容量为 315kVA 及以上的计费用户、100MW 以下发电机、发电企业厂（站）用电量、供电企业内部用于承包考核的计量点、考核有功电量平衡的 110kV 及以上的送电线路电能计量装置	1.0	2	0.5	0.5S
Ⅳ	负荷容量为 315kVA 以下的计费用户、发供电企业内部经济技术指标分析、考核用的电能计量装置	2.0	2	0.5	0.5S
Ⅴ	单相供电的电力用户计费用电能计量装置	2.0	—	—	0.5S

注：0.2 级电流互感器仅指发电机出口电能计量装置中配用。

表 14-4　0.2S 级和 0.5S 级有功电能表的百分数误差极限（单相仪表和带平衡负载的多相表）

电　流　值	功 率 因 数	各等级仪表百分数误差极限	
		0.2S	0.5S
$0.01I_n \leqslant I < 0.05I_n$	1	±0.4	±1.0
$0.05I_n \leqslant I \leqslant I_{max}$	1	±0.2	±0.5
$0.02I_n \leqslant I < 0.1I_n$	0.5L 0.8C	±0.5 ±0.5	±1.0 ±1.0
$0.1I_n \leqslant I \leqslant I_{max}$	0.5L 0.8C	±0.3 ±0.3	±0.6 ±0.6
用户特殊要求时： $0.1I_n \leqslant I \leqslant I_{max}$	0.25L 0.5C	±0.5 ±0.5	±1.0 ±1.0

注：表 14-4 摘自 GB/T 17215.322—2008 表 4。其中功率因数一栏 L、C 分别表示感性、容性负载。

2. 电能计量装置的接线方式

（1）电能计量装置的接线应符合 DL/T 825—2002《电能计量装置安装接线规则》的要求。

（2）接入中性点绝缘系统的电能计量装置，应采用三相三线有功、无功或多功能电能表。接入非中性点绝缘系统的电能计量装置，应采用三相四线有功、无功或多功能电能表。

（3）接入中性点绝缘系统的 3 台电压互感器，35kV 及以上的宜采用 Y/y 方式接线；35kV 以下的宜采用 V/V 方式接线。接入非中性点绝缘系统的 3 台电压互感器，宜采用 Y_0/y_0方式接线。其一次侧接地方式和系统接地方式相一致。

（4）三相三线制接线的电能计量装置，其 2 台电流互感器二次绕组与电能表之间宜采用四线连接。三相四线制连接的电能计量装置，其 3 台电流互感器二次绕组与电能表之间宜采用六线连接。

（5）在 3/2 断路器接线方式下，参与“和相”的两台电流互感器，其准确度等级、型号和规格应相同，二次回路在电能计量屏端子排处并联，在并联处一点接地。

（6）低压供电，负荷电流为 60A 及以下时，宜采用直接接入式电能表；负荷电流为 60A 以上时，宜采用经电流互感器接入式的接线方式。

（7）选用直接接入式的电能表其额定最大电流不宜超过 80A。

14.4.1.3　电能计量装置的配置原则

（1）贸易结算用的电能计量装置原则上应设置在供用电设施产权分界处；在发电企业上网线路、电网经营企业间的联络线路和专线供电线路的另一端应设置考核用电能计量装置。分布式电源的出口应配置电能计量装置。

（2）经互感器接入的贸易结算用电能计量装置应按计量点配置电能计量专用电压、电流互感器或者专用二次绕组，并不得接入与电能计量无关的设备。

（3）电能计量专用电压、电流互感器或者专用二次绕组及其二次回路应有计量专用二次接线盒及试验接线盒。电能表与试验接线盒应按一对一原则配置。

（4）Ⅰ类电能计量装置、计量单机容量在 100MW 及以上发电机组上网贸易结算电量的电能计量装置和电网经营企业之间购销电量的 110kV 及以上电能计量装置，宜配置准确度等级相同的主副两套有功电能表。

（5）35kV 以上贸易结算用电能计量装置中电压互感器二次回路，应不装设隔离开关辅助触点，但可装快速继电器；35kV 及以下贸易结算用电能计量装置中电压互感器二次回路，应不装设隔离开关辅助触点和快速继电器；计量点在电力企业变电站侧的可装快速继电器。

（6）安装在用户处的贸易结算用电能计量装置，10kV 及以下电压供电的用户，应配置符合 GB/T 16934—2013 规定的电能计量柜或电能计量箱；35kV 电压供电的用户，宜配置符合 GB/T 16934—2013 规定的电能计量柜或电能计量箱。

（7）安装在电力系统和用户变电站的电能表屏，其外形和安装尺寸应符合 GB/T 7267—2015 的规定，屏内应设置交流试验电源回路以及电能表专用的交流或直流电源回路。用户侧的电能表屏应有安装电能信息采集终端的空间，以及二次控制、遥信和报警的端子。

（8）贸易结算用高压电能计量装置应具有符合 DL/T 566—1995《电压失压计时器技术条件》要求的电压失压计时功能。未配置计量柜（箱）的，其互感器二次回路的所有接线端子、试验端子应能实施铅封。

（9）互感器二次回路的连接导线应采用铜质单芯绝缘线。对电流二次回路，连接导线截面积应按电流互感器的额定二次负荷计算确定，至少应不小于 $4mm^2$。对电压二次回路，连接导线截面积应按允许的电压降计算确定，至少应不小于 $2.5mm^2$。

（10）电力互感器额定二次负荷的选定应保证接入的实际二次负荷在 25% ~100% 额定二次负荷范围内。二次负荷接入静止式电能表时，电压互感器额定二次负荷不宜超过 10VA，额定电流为 5A 的电流互感器额定二次负荷不宜超过 15VA，额定电流为 1A 的电流互感器额定二次负荷不宜超过 5VA。电流互感器额定二次负荷的功率因数应为 0.8 ~1.0；电压互感器额定二次功率因数应与实际二次负荷的功率因数接近。

（11）电流互感器额定一次电流的确定，应保证其在正常运行中的实际负荷电流达到额定值的 60% 左右，至少应不小于 30%。否则应选用高动热稳定电流互感器以减小电流比。

（12）为提高低负荷计量的准确性，应选用过载 4 倍及以上的电能表。

（13）经电流互感器接入的电能表，其标定电流宜不超过电流互感器额定二次电流的 30%，其额定最大电流应为电流互感器额定二次电流的 120% 左右。

（14）执行功率因数调整电费的用户，应配置计量有功电量、感性和容性无功电量的电能计量装置；按最大需量计收基本电费的用户，应配置具有最大需量计量功能的电能表；实行分时电价的用户，应配置多费率电能表；具有正、反向送电的计量点应配置计量正向和反向有功电量以及四象限无功电量的电能表，或多功能电能表。

（15）带有数据通信接口的多功能电能表、直流电能表等的通信协议应符合 DL/T 645—2007 及其备案文件的要求。

（16）Ⅰ、Ⅱ类电能计量装置宜根据互感器及其二次回路的组合误差优化选配电能表；其他经互感器接入的电能计量装置宜进行互感器和电能表的优化配置。

（17）电能计量装置应能接入电能信息采集与管理系统。

14.4.1.4　电能计量装置投运前的全面验收

验收的项目及内容是：技术资料、现场核查、验收试验、验收结果的处理。

1. 技术资料验收

（1）电能计量装置计量方式原理接线图，一、二次接线图，施工设计图和施工变更资料、竣工图等；

（2）电能表及电压、电流互感器安装使用说明书、出厂检验报告、授权计量检定机构的检定证书；

（3）电能信息采集终端的使用说明书、出厂检验报告、计量技术机构的检验报告；

（4）计量柜（箱、屏）安装使用说明书、出厂检验报告；

（5）二次回路导线或电缆的型号、规格及长度资料；

（6）电压互感器二次回路中的快速继电器、接线端子的说明书和合格证等；

（7）高压电气设备的接地及绝缘试验报告；

（8）电能表和电能信息采集终端的参数设置记录；

（9）电流、电压互感器实际二次负载及电压互感器二次回路压降的测试报告；

（10）互感器实际使用变比确认和复核报告；

（11）施工过程中需要说明的其他资料。

2. 现场核查

（1）电能计量器具型号、规格、计量法制标志、出厂编号应与计量检定证书和技术资料的内容相符；

（2）产品外观质量应无明显瑕疵和受损；

（3）安装工艺质量应符合有关标准要求；

（4）电能表、互感器及其二次回路接线情况应和竣工图一致；

（5）电能信息采集终端型号、规格、出厂编号以及电能表和信息采集终端的参数设置应与技术资料及其检验报告的内容相符，接线实况应和竣工图一致。

3. 验收试验

（1）接线正确性检查；

（2）检查二次回路中间触点、快速继电器、试验接线盒的接触情况；

（3）电流、电压互感器实际二次负载及电压互感器二次回路压降的测量；

（4）电流、电压互感器现场检验。

14.4.1.5　运行管理

1. 运行维护及故障处理

（1）安装在发、供电企业生产运行场所的电能计量装置，运行人员应负责监护，保证其封印完好。安装在用户处的电能计量装置，由用户负责保护封印完好，装置本身不受损坏或丢失。

（2）供电企业宜采用电能计量装置运行在线监测技术，采集电能计量装置运行数据，分析、监控其运行状态。

（3）运行电能表的误差累计不得超过5min。否则，应进行校时或更换电能表。

（4）当发现电能计量装置故障时，应及时通知电能计量技术机构进行处理。贸易结算用电能计量装置故障，应由供电企业的电能计量技术机构依照《中华人民共和国电力法》及其配套法规的有关规定进行处理。对造成的电量差错，应认真调查、认定，分清责任，提出防范措施。并根据国家发布的供电营业规则的有关规定进行差错电量的计算。

（5）对造成电能计量差错超过10万kW·h及以上者，应及时汇报上级管理机构。

2. 现场检验

（1）现场检验应按照SD109等标准的规定开展工作，并严格遵守电力安全工作规程GB

26859—2011 及 GB 26860—2011。

（2）现场检验用标准器准确度等级至少应比被检品高两个准确度等级，其他指示仪表的准确度等级应不低于 0.5 级，量限及其测试功能应配置合理。电能表现场检验标准应按规定进行试验室验证（核查）。

（3）现场检验电能表应采用标准电能表法，使用可测量电压、电流、相位和带有错接线判别功能的电能表现场检验仪，利用光电采样控制或被试表所发电信号控制开展检验。现场检验仪应有数据存储和通信功能。

（4）现场检验时不允许打开电能表罩壳和现场调整电能表误差。当现场检验电能表误差超过电能表准确度等级值或电能表功能故障时应在三个工作日内处理或更换。

（5）新投运或改造后的Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类电能计量装置应在带负荷运行一个月内进行首次现场检验。

（6）运行中的电能计量装置应定期进行电能表现场检验。

Ⅰ类电能计量装置宜每 6 个月现场检验一次；Ⅱ电能计量装置宜每年现场检验一次；Ⅲ类电能计量装置宜每 2 年现场检验一次。

（7）运行中的电压互感器二次回路电压降应定期进行检验。35kV 及以上电压互感器二次回路电压降，至少每两年检验一次。

（8）当二次回路及其负荷变动时，应及时进行现场检验。当二次回路负荷超过互感器额定二次负荷或二次回路电压降超差时应及时查明原因，并在一个月内处理。

（9）运行中的电力互感器应定期进行检验。

1）高压电磁式电压互感器、电流互感器检验周期为 10 年；

2）高压电容式电压互感器检验周期为 4 年；

3）当现场检验互感器误差超差时，应查明原因，制订更换或改造计划，尽快解决，

14.4.1.6　电能计量检定

1. 计量检定

（1）检定电能表时，不得开启表盖、清除原检定（合格）封印和标记，其实际误差应控制在规程规定基本误差限的 70% 以内。经检定合格的电能表、互感器应施加封印和（或）检定合格标记。

（2）经检定合格的感应式电能表在库房保存超过 6 个月以上的，在安装使用前应重新进行检定；经检定合格的静止式电能表在库房保存超过 6 个月以上的，在安装使用前应检查时钟电池、超标电池是否正常。

2. 临时检定

（1）当用户对计量装置的准确性提出异议，或当计量装置故障需要通过检定以便计算退补电量时应当进行临时检定。

（2）电能计量技术机构受理用户提出有异议的电能计量装置的检验申请后，对高压用户，应在 5 个工作日内依据 SD109 的规定先进行现场检验；高压电力互感器的现场检验，应当根据电力用户的要求，协商在设备停电检修或计划停电期间进行。现场检验时的负荷电流应为正常情况下的实际负荷。如测定的误差超限时，应再进行试验室检定。

（3）电能表临时检定时不得拆启原封印。检定结果应及时通知用户并存档。临时检定后有异议的电能表、互感器应至少封存 1 个月。

（4）电能计量装置现场检验结果应及时告知用户，必要时转有关部门处理。

（5）临时检定均应出具检定证书或检定结果通知书（不合格通知书）。

14.4.2 电力负荷管理终端

14.4.2.1 概述

电力负荷管理终端是完成对客户侧实时用电数据、计量工况和事件等数据的采集，并及时向系统主站传送采集的数据和信息，以及能接受和执行主站的设置或控制命令的设备，有时也称负控装置。电力负荷终端设备按功能分为有控制功能和无控制功能两类，按信道分为230MHz专用无线网、无线公网（GSM/GPRS、CDMA等）、电力线载波以及其他信道（如光纤等）。

现代电力负荷管理系统是以计算机应用技术、现代通信技术、电力自动控制技术为基础的信息采集、处理和实时监控系统。它由安装于供电系统的负荷管理主站（简称主站）、客户端负荷管理终端（简称终端）和主站与终端间数据通信信道组成。

电力负荷管理系统是由电力负荷控制发展而来的。国外在20世纪初期（1913年）提出了音频控制方案，到40年代，德、法等国的公司生产出音频电力负荷控制系统。我国在20世纪70年代开始应用电力负荷控制技术，在80年代初先后从德国、瑞士引进音频电力负荷管理系统试用，此后相关产品的研发、标准制定等工作全面展开。国家相关部门陆续发布文件，要求装用电力负荷控制装置。

（1）1992年原能源部、原国务院经济贸易办公室等联合下发了（能源电［1992］931号）《电力负荷控制装置装用管理办法》和《电力负荷控制实用化考核验收标准》，要求：

1）对受电变压器容量在500kVA（或装见容量500kW）及以上的用户，全部装用具有定量控制功能的电力负荷控制装置。

2）对受电变压器容量在315kVA（或装见容量315kW）及以上用户，其80%以上的用户都应装用具有定量控制功能的电力负荷控制装置。

3）对受电变压器容量在100～315kVA（或装见容量100～315kW）的用户，其70%以上的用户都应装用电力时控开关或单向遥控终端接收机。

（2）2004年国家电网公司部门文件《电力负荷管理系统建设与运行管理办法》（生产营销［2004］116号）：

第八条　由电网供电的电力客户，包括工业、商业、宾馆、机关、学校等所有企、事业单位，都应装用电力负荷管理终端。一般情况下，专用变压器客户均应装用电力负荷管理终端。据此，很多地方供电部门要求凡是负荷在50kVA（kW）及以上的，都应装用电力负荷管理终端。

（3）2010年11月国家发改委、工信部等六部委联合下发：《电力需求侧管理办法》（发改运行［2010］2643号），其中：

第十八条　电网企业应通过电力负荷管理系统开展负荷监测和控制，负荷监测能力达到本地区最大用电负荷的70%以上，负荷控制能力达到本地区最大用电负荷的10%以上，100kVA及以上用户全部纳入负荷管理范围。

第十条　各地区有关部门根据本地区经济发展目标和电力供需特点，将通过需求侧管理节约的电力和电量，作为一种资源纳入电力工业发展规划、能源发展规划和地区经济发展

规划。

电力需求侧管理是电力企业采用行政、技术、经济等手段，与用户共同协力提高终端用电效率，改进用电方式，为减少电能消耗和电力需求，节约一次能源，提高经济效益和环境效益所进行的管理活动。电力需求侧管理是实现节能减排目标的一项重要措施，也是一种先进的管理和资源规划方法。

电网企业是电力需求侧管理的重要实施主体，应自行开展并引导用户实施电力需求侧管理，为其他各方开展相关工作提供便利条件。

电力用户是电力需求侧管理的直接参与者，国家鼓励其实施电力需求侧管理技术和措施。

显然，装用电力负荷管理终端是进行电力需求侧管理最基础的工作。由于光纤通信具有容量大、传输距离远、抗干扰能力强等一系列优点，已发展成为电力系统一种主要的通信方式，所以采用光纤通信以便供电部门进行终端负荷管理就成为用户无法选择的方式了，与无线公网通信等相比，这样将会造成用户负荷终端管理设备成本成倍增加。

14.4.2.2 电力负荷管理终端的功能要求

（1）相关标准有：

GB/T 15148—2008　　电力负荷管理系统技术规范

DL/T 533—2007　　电力负荷管理终端

DL/T 532—1993　　无线电负荷控制单向终端技术条件

国家电网公司用电信息采集系统系列标准2013年版（14项），如

Q/GDW 1373—2013　　电力用户用电信息采集系统功能规范（代替 Q/GDW 373—2009）

Q/GDW 1374.1—2013　　电力用户用电信息采集系统技术规范　第1部分：专变采集终端技术规范　（代替 Q/GDW374.1—2009）。

（2）电力行业标准 DL/T 533—2007 规定了电力负荷管理终端的技术要求、试验方法、检验规则，适用于制造、检验、使用和验收。在技术要求部分，规定了终端的必备功能和选配功能，见表14-5。并对每种功能提出了具体的要求，如数据处理：能生成存储26项实时和当前数据；能将采集的数据在日末形成各种（45项）历史日数据，并保存7天；能将采集的数据在月末零点生成各种（21项）历史月数据，并保存一个月。

表14-5　终端的必备功能和选配功能

序　号	项　　目		有控制功能		无控制功能	
			必备	选配	必备	选配
1	数据采集	状态量采集	√		√	
		电能表数据采集	√		√	
		脉冲量采集	√①			√
		交流（电压、电流）模拟量采集		√		√
		直流模拟量采集		√		√
2	数据处理	实时和当前数据	√		√	
		历史数据	√		√	
		电能质量合格率统计		√		√
		电能表运行状况监测	√		√	

（续）

序　号	项　　目		有控制功能		无控制功能	
			必备	选配	必备	选配
3	参数设置和查询	时钟召测和对时	√		√	
		TA 电流比、TV 电压比及电能表常数	√		√	
		限制参数		√		√
		功率控制参数	√			
		电能量控制参数	√			
		终端参数	√		√	
		抄表参数	√		√	
		费率时段等参数	√		√	
4	控制	功率定值闭环控制	√			
		电能量定值闭环控制	√			
		保电/剔除	√			
		遥控	√			
		无功就地平衡监控（无功补偿）		√		√
5	事件记录	重要事件记录	√		√	
		一般事件记录	√		√	
6	数据传输	与主站通信	√		√	
		中继转发		√		√
		与电能表通信	√		√	
7	本地功能	显示相关信息	√		√②	
		客户数据接口		√		√
8	终端维护	自检自恢复	√		√	
		终端初始化	√		√	
		其他（软件远程下载等）		√		√

① 有交流（电压、电流）模拟量采集功能的终端，脉冲量采集功能可作为选配。

② 安装在公配变侧的终端，本地显示功能可作为选配。

14.4.3　电能质量监测装置的管理

14.4.3.1　文件标准

《电网电能质量技术监督管理规定》　（电力工业部 电综［1998］第 211 号）

GB/T 12325—2008　电能质量　供电电压偏差

GB/T 12326—2008　电能质量　电压波动和闪变

GB/T 14549—1993　电能质量　公用电网谐波

GB/T 15543—2008　电能质量　三相电压不平衡

GB/T 15945—2008　电能质量　电力系统频率偏差

GB/T 18481—2001　电能质量　暂时过电压和瞬态过电压

GB/T 24337—2009　电能质量　公用电网间谐波

GB/T 30137—2013　电能质量　电压暂降与短时中断

DL/T 1208—2013　电能质量评估技术导则　供电电压偏差

DL/T 1375—2014　电能质量评估技术导则　三相电压不平衡
DL/T 1194—2012　电能质量术语
GB/T 19862—2005　电能质量监测设备通用要求
DL/T 1053—2007　电能质量技术监督规程
DL/T 500—2009　电压监测仪使用技术条件
DL/T 1198—2013　电力系统电能质量技术管理规定
DL/T 1227—2013　电能质量监测装置技术规范
DL/T 1228—2013　电能质量监测装置运行规程
DL/T 1297—2013　电能质量监测系统技术规范
NB/T 41004—2014　电能质量现象分类
NB/T 41005—2014　电能质量控制设备通用技术要求
GB 17625.1—2012　电磁兼容限值谐波电流发射限值（设备每相输入电流≤16A）
GB/Z 17625.6—2003 电磁兼容限值对额定电流大于 16A 的设备在低压供电系统中产生的谐波电流的限制

14.4.3.2　电能质量监测设备的技术要求

GB/T 19862 —2005　对电能质量监测设备的功能及准确度给出了具体的规定，见表 14-6。

表 14-6　监测功能及准确度

序　号	项　　目	基本功能	可选功能	准　确　度
1	电压偏差	√		0.5%
2	频率偏差	√		0.01 Hz
3	三相不平衡度、负序电流	√		三相电压不平衡度：0.2% 三相电流不平衡度：1%
4	谐波	√		详见 GB/T 14549—1993 附录 D 表 D1，并按规定分为 A 级、B 级。
5	闪变	√		5%
6	电压波动		√	5%
7	电压暂降、暂升、短时中断		√	—

14.4.3.3　供电部门对用户侧电能质量管理

（1）在非线性用户的电网公共连接点（PCC 点）处必须安装电能质量在线监测装置，费用由用户承担。重要的非线性专线用户宜在系统变电站侧和用户侧同时安装电能质量在线监测装置。

（2）营销管理部门要定期跟踪检查非线性用户电能质量治理设备的投运情况。治理设备因故障停运的，必须限期恢复；短期内不能恢复运行的，要求用户采取限制措施。

（3）营销管理部门要及时受理用户对电能质量问题的反映或投诉，会同相关部门开展电能质量问题调查和处理，做好用户投诉答复工作。对由非线性用户造成的电能质量污染引起电网或其他用户的损失，经政府有关部门或质量监督管理部门确定后由该用户承担赔偿。

（4）发生电能质量投诉或纠纷时，电能质量归口管理部门应组织检验、测试，确认电能质量问题的原因和影响程度，组织协调或仲裁。一方对仲裁结果有疑义时可申请上一级电

能质量归口管理部门进行复核。

14.4.4 电力负荷管理终端、电能质量监测装置的日常维护

（1）用户变电站的电力负荷管理终端、电能质量监测装置都属于免维护的终端设备，一般安装在计量屏内或专用的负控屏内。用户变电站运行人员一般只负责巡视，消缺、故障处理等由供电部门技术人员负责。

（2）总降值班人员对其每周巡视一次。

（3）巡视时应重点检查：

1）铅封是否完好；

2）接线有无变色、松动等；

3）装置表面是否洁净，接线处有无蜘蛛网等异物；

4）有无异常气味、异音；

5）显示是否异常；

（4）发现异常或损坏时，应及时汇报部门领导或总降主管，由领导向供电部门反映，并由供电部门负责处理。当不能显示或损坏时，应向供电部门当班调度反映并做好记录。

14.5 变电站智能巡检机器人

14.5.1 概述

1. 相关标准及应用情况

变电站智能巡检机器人目前主要应用于电力系统110kV及以上变电站室外设备的巡检，但更低电压等级变电站、客户变电站及室内设备巡检也已有应用。与国外相比，国内变电站机器人巡检起步较晚。到目前为止，尽管已有广泛的应用，但相关标准制定等技术工作相对滞后，还没有针对性的国家标准和电力行业标准。相关标准有：

GB/T 12642—2013　工业机器人　性能规范及其试验方法

JB/T 8896—1999　工业机器人　验收规则

JB/T 10825—2005　工业机器人　产品验收实施规范

DL/T 1036—2006　变电设备巡检系统

DL/T 644—2008　带电设备红外诊断应用规范

DL/T ××××—201×（2014年送审）变电站智能机器人巡检系统通用技术条件

DL/T ××××—201×（2014年送审）变电站智能机器人巡检技术导则

国家电网公司标准、文件：

《变电站智能巡检机器人技术规范（通用）》

《变电站智能巡检机器人专用规范（单站型）》

《变电站智能巡检机器人专用规范（集中使用型）》

《变电站智能巡检机器人项目验收大纲》

《国网运检部关于印发变电站智能巡检机器人验收细则的通知》（运检一［2014］69号）

显然，目前有针对性的标准就是两个电力行业标准（送审稿）和国网公司的标准。

变电站智能巡检机器人可分为轮式、履带式、轨道式，完全可以替代人工完成变电站巡检中遇到的急、难、险、重和重复性工作，并具有更高的效率，可以发现人工巡检发现不了的问题。

2005 年由山东电科院研制的第二代产品首次用于 500kV 变电站，也是国内变电站巡检机器人的首次应用，目前已发展到第五代。据报道，2015 年北京全市 25 座 220kV 以上变电站将全部采用智能机器人巡检；国网浙江省电力公司正积极推进变电站机器人，2015 年年底将实现 500kV 及以上电压等级变电站和 11 个市变电站智能巡检机器人全覆盖。随着技术的进步及在电力系统应用的普及，变电站智能巡检机器人价格必将有较大幅度的下降，这将给在企业变电站应用创造了机会，使变电站达到真正意义上的无人值守，同时也将使变电站的运行更加安全、可靠。

2. 术语

变电站智能机器人巡检系统：由变电站智能巡检机器人或移动式巡检装置、本地监控后台、自动充电室等部分组成，能够通过全自主或遥控模式进行变电站巡检作业或远程视频巡视和指导的变电站巡检系统。

变电站智能巡检机器人：由移动载体、通信设备和检测设备等组成的，采用遥控或全自主运行模式，用于变电站设备巡检作业的移动巡检装置，简称机器人。

本地监控后台：由计算机（服务器）、无线通信设备、监控分析软件和数据库等组成，安装于变电站本地用于监控机器人运行的计算机系统。

14.5.2 配置及功能

1. 变电站智能机器人巡检系统基本配置（见表 14-7）

表 14-7 变电站智能机器人巡检系统配置

系 统 组 件	配 置 要 求
变电站智能巡检机器人	▲
本地监控后台	▲
自动充电室	▲
远程集控后台	△
固定视频监控装置	▲
基本导航设施	▲
辅助导航设施	△

注：▲表示必须配置的系统组件，△表示可选配的系统组件。

2. 变电站智能机器人巡检系统应有的功能（见表 14-8）

表 14-8 变电站智能机器人巡检系统的功能要求

机器人功能要求		本地监控后台功能要求	
基本监测功能	可见光检测功能	基本功能	人机交互功能
	红外检测功能		机器人控制
	噪声检测功能		电子地图
自主导航定位功能			机器人状态信息
防碰撞功能			数据库功能
自动充电功能			事项及其查询
双向语音对讲功能			巡检数据及其查询
辅助照明功能			报表及其查询
状态指示功能			历史曲线及其查询

（续）

机器人功能要求	本地监控后台功能要求	
	高级功能	缺陷自动分析功能
		设备自动精确测温
		三相设备对比分析
		仪表自动读取
		断路器、隔离开关分合状态识别
		外观异常识别
		设备声音异常识别
		系统内部接口
		环境信息接口
		固定视频监控装置接口
		远程集控后台接口
		外部接口
		生产管理系统接口
		变电站监控接口
		远程数据访问接口（Web）
	高级组合功能	远程视频指导功能
		变电站监控系统配合功能

14.5.3 巡检策略

1. 油位读取

（1）主变压器巡检

1）各侧套管油位是否正常、是否有渗漏情况，升高座是否漏油。

2）呼吸器油位是否正常、是否漏油。

3）本体气体继电器是否漏油，有载调压气体继电器是否漏油。

4）压力释放装置是否漏油。

5）调压装置储油柜油位是否正常，调压装置档位是否和记录值一样。

6）滤油机表计压力是否正常、是否渗漏油。

7）冷却系统潜油泵是否渗漏油，散热片是否渗漏油，冷却器连接管法兰是否渗漏油。

（2）油浸式站用变压器巡检

1）本体呼吸器油位是否正常。

2）有载调压呼吸器是否渗漏油。

3）本体气体继电器是否渗漏油，有载调压气体继电器是否渗漏油。

4）调压装置储油柜油位是否正常，调压装置档位是否和记录值一样。

5）散热片是否漏油。

（3）电抗器巡检

1）套管是否有渗漏情况，油位是否正常。

2）本体呼吸器油位是否正常、是否渗漏。

3）本体气体继电器是否渗漏油。

4）压力释放装置是否渗漏油。

5）油压感应装置是否渗漏油。

6）冷却系统冷却器连接管法兰是否渗漏油。

（4）电流互感器巡检

绝缘子是否有渗漏油情况（油浸式）。

2. 表计抄录

（1）主变压器滤油机表计压力是否正常。

（2）电流互感器气体压力（充气式）压力表指针是否指示在绿区。

（3）各类端子箱本体及外观各指示灯指示是否正常。

3. 温度检测

（1）主变压器红外测温是否正常。

（2）站用变压器红外测温是否正常。

（3）电抗器红外测温是否正常。

（4）电容器红外测温是否正常。

（5）SF_6断路器红外测温是否正常。

（6）电流互感器红外测温是否正常。

（7）电压互感器红外测温是否正常。

（8）避雷器红外测温是否正常。

（9）阻波器红外测温是否正常。

（10）隔离开关红外测温是否正常。

（11）母线红外测温是否正常。

4. 噪声拾取

（1）主变压器各侧套管有无放电声、电磁振动声。

（2）主变压器声音是否异常。

（3）主变压器本体端子箱、冷控箱有无异常声音。

（4）站用变压器各侧绝缘子有无放电声。

（5）站用变压器声响是否异常。

（6）电抗器有无异常声音。

（7）电抗器有无放电声、声响是否正常。

（8）电抗器本体端子箱、冷控箱有无异常声音。

（9）电容器是否有异声。

（10）SF_6断路器有无异常声音。

（11）电流互感器绝缘子是否发出放电声、本体和外观是否有异常声音。

（12）电压互感器绝缘子有无放电声、是否有异常声音。

（13）避雷器有无放电声、声音是否异常。

（14）阻波器、隔离开关、母线、各类端子箱声音是否异常。

5. 外观检测

（1）主变压器检测

1）各侧套管外表是否清洁，有无明显污垢。

2）引线接头是否松动、引线是否有散股或断股现象。

3）本体气体继电器连接电缆是否完整、有无破损。

4）有载调压气体继电器连接电缆是否完整、有无破损。

5）压力释放装置连接电缆是否完整、有无破损、信号杆是否突出。

6）油压突变连接电缆是否完整、有无破损。

7）本体端子箱、冷控箱端子排、开关有无打火现象，接线是否松动、脱落。

8）本体及外观基础是否下陷，外观是否有裂痕，外壳接地是否完好，器身是否有锈蚀。

（2）油浸式站用变压器检测

1）各侧绝缘子外表是否清洁、有无明显污垢。

2）接头有无过热变红，各接头是否松动、电缆是否完整、有无破损。

3）本体呼吸器硅胶是否变色，有载调压呼吸器硅胶是否变色。

4）本体气体继电器连接电缆是否完整、有无破损，有载调压气体继电器连接电缆是否完整、有无破损。

5）本体及外观基础是否下陷，外观是否有裂痕，外壳接地是否完好，器身是否有锈蚀。

（3）干式站用变压器检测

1）基础是否下陷，外观是否有裂痕，外壳接地是否完好，器身是否锈蚀。

2）外表是否清洁，有无放电声 ，外表有无破损现象，外表有无放电痕迹。

3）引线接头有无过热变红，各接头是否松动，低压侧电缆是否完整、有无破损。

4）本体及外观基础是否下陷，外观是否有裂痕，外壳接地是否完好，器身是否有锈蚀。

（4）电抗器检测

1）接头有无过热变红，各接头是否松动，连线是否松动，连线是否有散股或断股现象。

2）绝缘子是否有闪络放电现象、是否有裂痕、是否安装牢固。

3）外观目标是否脱落，绝缘子是否损坏，层与层之间是否脱落，本体是否变形，地基是否下陷。

（5）电容器检测

1）接头有无过热变红，各接头是否松动，引线是否有断股或散股现象，母线是否锈蚀。

2）绝缘子是否有闪络放电现象、是否有裂痕、是否安装牢固。

3）外观油漆是否脱落，外壳是否鼓肚变形，地基是否下陷。

4）放电 PT 套管是否有闪络放电现象，外观是否完好，器身是否有裂纹、是否安装牢固。

（6）SF_6断路器检测

1）机构箱端子排或开关有无打火现象，接线是否松动、脱落。

2）绝缘子是否有闪络放电现象、是否有裂痕。

3）外观各部件是否锈蚀，基础是否牢固，地基是否下陷。

（7）电流互感器检测

1）绝缘子有无闪络放电现象，外表是否清洁、有无明显污垢，外表有无破损现象。

2）本体及外观底座是否有锈蚀，防雨罩是否锈蚀穿孔，基础是否下陷。

3）引线接头有无过热变红，各接头是否松动，引线是否有散股或断股现象。

（8）电压互感器检测

1）绝缘子有无闪络放电现象，外表是否清洁、有无明显污垢，外表有无破损现象。

2）本体及外观底座是否有锈蚀，基础是否下陷。

3）引线接头有无过热变红，各接头是否松动，引线是否有散股或断股现象。

（9）避雷器

1）绝缘子有无闪络放电现象，外表是否清洁，有无明显污垢，外表有无破损现象。

2）引线接头有无过热变红，各接头是否松动，引线是否有散股或断股现象。

3）本体及外观基础是否下陷，接地引下线有无松脱、锈蚀，均压环有无锈蚀、变形。

（10）阻波器

1）引线接头有无过热变红，各接头是否松动，引线是否有断股或散股现象。

2）绝缘子是否有闪络放电，拉力绝缘子是否断裂，支柱绝缘子是否断裂，耦合电容器绝缘子是否断裂。

3）阻波器上是否有杂物，阻波器架构是否变形，部件是否有锈蚀，基础是否下陷，阻波器底座是否倾斜。

（11）隔离开关

1）引线接头有无过热变红，各接头是否松动，引线是否有散股或断股现象。

2）传动机构连杆机构有无松动，连杆机构有无脱落，外观是否锈蚀，传动拉杆是否变形、锈蚀。

3）绝缘子是否有闪络放电现象、是否有裂痕。

4）机构箱端子排或开关有无打火现象，接线是否松动、脱落，前门或侧门是否关紧。

5）基础是否下陷，接地引线是否锈蚀，导线及金具有无可见电晕。

（12）母线

1）绝缘子是否有闪络放电，绝缘子是否断裂，外表是否清洁、有无明显污垢。

2）线夹是否松动、脱落。

3）导线有无断股。

4）导线杆是否成直线，导线杆是否挂有异物。

5）地基是否下陷，导线及金属有无可见电晕。

（13）各类端子箱

1）端子排或开关有无打火现象。

2）接线是否松动、脱落

14.5.4 机器人布点要求

表 14-9 是电力行业标准（2014 年送审稿）《变电站智能机器人巡检技术导则》给出的主变部分的布点要求，其他的设备如电流互感器、电压互感器、断路器、刀闸、接地开关、母线、避雷器、站用变、电容器组、电抗器、中性点电抗器以及 GIS 等，应按照标准要求并结合变电站的设备配置、一次接线形式等实际情况制订出机器人具体的布点。

表 14-9　主变压器机器人布点要求

序　号	设 备 名 称	取景数	取 景 要 求
	主变压器部分		
1	主变压器本体高压侧 A（B、C）相	1	分别以 45°角取景，实现本体的全覆盖
2	主变压器本体低压侧 A（B、C）相	1	
3	主变压器储油柜 A（B、C）相	1	主变压器储油柜红外测温主要是观察可能出现的假油温现象
4	主变压器高压套管 A（B、C）相	2	分别以 120°夹角取景，取景内容包含套管上端接线板和下端基座，取景照片以序号区分
5	主变压器高压套管油位 A（B、C）相	1	清晰看清油位，读取数数据误差在 ±5% 内
6	主变压器中压套管 A（B、C）相	2	分别以 120°夹角取景，取景内容包含套管上端接线板和下端基座，取景照片以序号区分
7	主变压器中压套管油位 A（B、C）相	1	清晰看清油位
8	主变压器低压套管 IA（B、C）相	2	分别以 120°夹角取景，取景内容包含套管上端接线板和下端基座，取景照片以序号区分
9	主变压器低压套管 IIA（B、C）相	2	分别以 120°夹角取景，取景内容包含套管上端接线板和下端基座，取景照片以序号区分
10	主变压器低压套管油位 I－1A（B、C）相	1	清晰看清油位
11	主变压器低压套管油位 II－1A（B、C）相	1	清晰看清油位
12	主变压器中性点套管 A（B、C）相	2	分别从主变压器低压侧以 120°夹角取景，取景内容包含套管上端接线板和下端基座，取景照片以序号区分
13	主变压器中性点套管油位 A（B、C）相	1	清晰看清油位
14	主变压器油面温度计 1A（B、C）相	1	准确识别仪表数字，读取的数据误差在 ±5% 内
15	主变压器油面温度计 2A（B、C）相	1	准确识别仪表数字，读取的数据误差在 ±5% 内
16	主变压器绕组温度计 A（B、C）相	1	准确识别仪表数字，读取的数据误差在 ±5% 内
17	主变压器储油柜油位计 A（B、C）相	1	准确识别仪表数字，读取的数据误差在 ±5% 内
18	主变压器本体 X 号潜油泵 A（B、C）相	4	
19	主变压器本体 X 号油流指示计 A（B、C）相	4	清晰看清指针位置
20	主变压器呼吸器 A（B、C）相	1	清晰看清硅胶变色情况
21	主变压器瓦斯继电器 A（B、C）相	1	
22	主变压器取气盒 A（B、C）相	1	
23	主变压器风冷控制柜 A（B、C）相	1	
24	主变压器端子箱 A（B、C）相	1	

14.5.5 变电站机器人的运维要求

1. 维护保养要求

（1）作业后，作业人员如实记录机器人状态和作业情况。

（2）机器人巡检系统应妥善保管，设备电池应定期进行充、放电，确保电池性能良好。

（3）应定期对机器人进行检查、清洁、润滑、紧固，确保设备状态正常，并严格按照机器人正常周期进行零件维修更换和大修保养。

（4）机器人如长期不用，应定期启动，检查设备状态。如有异常现象，应及时调整、维修。

2. 日常运维

（1）机器人整个系统构成部件较多，机器人巡检运行环境在野外，受风沙湿度的影响，各部件应按规定标准定期保养和维护。

（2）合理安排机器人按功能化模块巡检。

（3）按照集控值班人员或当值调度员指令进行设备异常、事故时的紧急巡检，并生成表汇报设备运行情况。

（4）机器人接受调度指令按要求进行变电站的倒闸操作、事故及异常处理。

（5）对巡检机器人巡检设备时的记录、资料进行分析，了解生产运行情况，抓好安全运行及电能质量分析工作。

（6）组织事故调查、分析、上报工作，制定防范措施。

（7）根据设备运行状态、人员情况及上级要求编制巡检机器人年、月、季巡检计划，组织完成，按时报出总结及各种报表。

（8）对于巡检机器人在巡检过程中发现的技术管理问题，提出改进措施。

（9）对设备巡视、红外测温等工作，认真填写各项记录，发现异常及时组织处理，危机严重缺陷立即上报。

（10）检查变电站各种工器具、防火、防冻、防盗、防汛、防小动物等措施。

（11）根据变电站设备状况，制定设备定期巡视周期表，明确巡视周期、巡视内容，操作机器人按规定周期认真巡视设备。

3. 特殊运维

如有下列情况，应对设备进行特殊巡视

（1）大风后的巡视。

（2）雷雨后的巡视。

（3）设备变动后的巡视。

（4）设备新投入运行后的巡视。

（5）当环境温度低于 -20℃时。

（6）设备经过检修、改造或长期停运后重新投入系统运行后的巡视。

（7）异常情况下的巡视。主要指：过负荷或负荷剧增、超温、设备发热、系统冲击、跳闸、有接地故障情况等，应加强巡视。必要时，应派专人监视。

（8）设备缺陷有发展时、法定节假日、上级通知有重要人员检查参观时，应加强巡视。

（9）站内电缆沟内电缆排列整齐，并至少半年检查一次，做到无杂物、无堵塞、无积水、无积油。

14.6 电缆隧道智能巡检机器人

电缆隧道智能巡检机器人在形式、功能、系统组成、运维等方面与变电站智能巡检机器人有不少相似之处。由于现代城市、发电厂、大型工矿企业等大量采用地下电缆隧道输送电能，而电缆隧道存在着火灾、各种有毒有害气体（如 CO、CO_2、CH_4、HS、SO_2 等）、积水、烟雾、高温等各种危险因素，不利于人工巡检。为替代人工巡检，提高效率，提高电缆运行的安全性，人们就研制了电缆隧道智能巡检机器人。相关标准有 DL/T 1148—2009《电力电缆线路巡检系统》。

14.6.1 隧道电缆日常巡检策略

巡检机器人按照预定的方案对电缆隧道内的设备、环境等进行巡检。日常巡检应该坚持每周至少进行一次全面巡检。日常巡检的具体巡检内容及其描述见表 14-10。

表 14-10 日常巡检内容及描述

设备	巡检部位	巡检内容	故障描述	故障分类（参考）	
				程度	原因
电缆本体及附件设施	电缆	摆放位置是否合理，固定是否完好	电缆重叠堆放	紧急	部件异常
			电缆脱架	重大	部件缺损
			电缆拖地	紧急	部件异常
			电缆串层	重大	部件异常
		表皮是否破损	电缆表皮破损	重大	外部隐患
			绝缘管套不完整	重大	外部隐患
		接头是否存在异常	接头温度过高	重大	部件异常
			存在闪络、放电痕迹	重大	部件异常
			接头渗胶、漏油	重大	部件异常
			接头外壳损坏	重大	部件缺损
			接头两端电缆弯曲严重	重大	部件异常
			接头标志牌破损	一般	部件异常
	接地系统	接地箱有无异常情况	接地箱生锈	一般	锈蚀、损伤
			接地箱被盗	紧急	外力障碍
			箱体发热	紧急	部件异常
			接地箱电缆与箱体绝缘距离不足	重大	安装不当
			表皮破损	一般	部件缺损
		接地线是否异常	接线端子断裂	紧急	部件缺损
			接地线发热	重大	部件异常
			没有相色标志	一般	部件缺损
		回流线是否正常	回流线破损	一般	部件缺损
			回流线断开（被盗）	重大	部件缺损

（续）

设备	巡检部位	巡检内容	故障描述	故障分类（参考）	
				程度	原因
电缆辅助设施电缆辅助设施	照明系统	照明灯具工作是否正常	照明灯具损坏	一般	部件异常
		接头绝缘胶带是否正常	接头绝缘胶带老化、脱落	重大	外部隐患
		电源箱是否正常	电源箱损坏	一般	部件缺损
		照明控制箱是否正常	照明控制箱过热、潮湿等	紧急	部件异常
	排水系统	水泵运转是否正常	水泵运转不灵	一般	部件异常
			抽水装置损坏	一般	部件缺损
		排水管是否存在异常	排水管锈蚀严重	一般	部件异常
			排水管路堵塞		
		超水位警报系统是否正常	报警装置损坏	一般	部件缺损
	通风系统	各区间进出风机的运行状况是否正常	风机机械运转异常	一般	部件异常
			风门手动和自动运行状态异常	一般	部件异常
			风机传动带松动	一般	部件缺损
			风机基座与风轨的接合错位	重大	部件异常
			风机滤网有异物	一般	部件异常
		配电箱工作状况是否正常	配电箱各触点存在腐蚀现象	一般	部件异常
			手动运转的怠速动作异常	一般	部件异常
	消防系统	消防电源开关位置是否正常	消防电源开关位置异常	一般	消防隐患
		隧道防火门状态是否正常	隧道防火门状态异常	一般	消防隐患
		隧道的疏散标志是否正常	隧道的疏散标志异常	一般	消防隐患
		隧道配置的手提式灭火器是否完好、有效	手提式灭火器缺失	一般	消防隐患
		消防电话、感温电缆、破玻按钮、警铃、烟感探测器是否完好	消防电话损坏	一般	消防隐患
			感温电缆断线	一般	消防隐患
			破玻按钮损坏	一般	消防隐患

14.6.2 隧道电缆特殊巡检策略

在有特殊情况或要求时，巡检机器人应针对具体任务对特殊区域、设备等进行特殊巡检，需要进行特殊巡检的情况主要包括：

（1）系统大负荷以及高温时期应缩短巡检周期。

（2）恶劣天气、事故跳闸和设备运行中有可疑现象时。

（3）设备故障近期有发展。

（4）设备经过检修、试验、改造或长期停用重新投入运行及新安装的设备投入运行。

（5）法定节假日和上级通知有重要供电任务期间。

特殊巡检的具体内容及描述见表 14-11。

表 14-11　特殊巡检内容及描述

设　　备	巡 检 原 因	巡检内容及描述
电缆	雷雨	是否存在电缆浸泡、短路、漏电等现象
	连续高温干燥天气	电缆温度是否过高； 电缆接头有无闪络、放电、击穿痕迹
	过负荷	是否存在电缆温度过高、电缆表皮破损闪络、放电、接头发热等现象
	事故或检修后	是否存在接头放电、电缆温度过高、表皮破损、电弧烧伤痕迹、短路、击穿等现象
附件设施	雷雨	照明设备是否存在异常； 接地箱是否被击穿； 排水管是否堵塞； 附件设施是否有浸泡现象； 各标志牌、警示牌位置是否正确
	事故或检修后	各附件设施是否正常； 事故设备是否已经能正常运行； 各标志牌、警示牌位置是否正确
隧道环境	雷雨	地面是否有积水； 隧道内湿度是否过高； 隧道是否有漏水现象
	连续高温干燥天气	隧道内温度是否过高； 隧道内是否存在火源； 隧道内湿度是否过低
	过负荷	隧道内温度是否过高； 隧道内是否存在火源
	事故或检修后	隧道内各气体含量是否异常； 隧道内有无火源； 隧道内温湿度是否正常

附　　录

附录 A　典型工作票样票

附表 A-1　常用工作票样票目录

序　号	名　　称	页　数
1	分厂计划检修申请总降停电工作票	2
2	分厂计划检修结束申请总降送电工作票	2
3	分厂故障引起总降跳闸处理完毕申请总降送电工作票	3
4	总降 1#主变压器计划检修申请停电工作票	8
5	总降 1#主变压器计划检修结束申请送电工作票	7
6	总降 2#主变压器计划检修申请停电工作票	8
7	总降 2#主变压器计划检修结束申请送电工作票	7
8	总降两台主变压器全部计划检修申请停电工作票	11
9	总降两台主变压器计划检修结束申请送电工作票	12
10	总降故障申请停机处理停电工作票	9
11	总降故障申请停机处理结束送电工作票	7
12	总降 110kV 计划停电检修投运 10kV 保安电源工作票	13
13	总降 110kV 非计划停电投运 10kV 保安电源工作票	11
14	总降 110kV 故障跳闸处理结束申请送电工作票	13

注：1. 总降主变二次侧高压柜总进线柜、车间各电力室高压柜总进线柜一般不安装接地刀闸。

2. 附录 A-5 ~ A-7 中，刀闸仅指 10kV 消弧柜中电压互感器电源侧的隔离开关，110kV 侧隔离开关（GIS 内部）仍称隔离开关，110kV（GIS 内部）接地用的刀开关称作接地开关。

附录 A-2　分厂计划检修申请总降停电工作票

编号_____

一　分厂填写

1. 分厂_____

2. 分厂领导_____　　经办人_____

3. 申请停电线路名称_____

申请停电线路编号_____

申请停电原因_____

工作内容_____

4. 申请停电的电气室所带设备是否已全部停机　　是 □　否 □

5. 停电后分厂电气室主进柜是否合接地刀闸　　是 □　否 □

停电后分厂电气室主进柜是否挂接地线　　是 □　否 □

6. 计划停电时间

自_____年____月____日____时____分 至
_____年____月____日____时____分 止

二、设备保全部填写

1. 设备保全部领导_____保全部总降主管_____
2. 操作人（总降值班人）_____
   监护人（分厂经办人）_____
3. 线路名称是否核对无误　　是 □ 否 □
   线路编号是否核对无误　　是 □ 否 □
4. 实际停电起始时间 _____年____月____日____时____分
5. 总降高压柜
   是否在电脑上分段真空断路器　　是 □ 否 □
   真空断路器是否已摇出　　是 □ 否 □
   高压柜接地刀闸是否已合上　　是 □ 否 □
   “禁止合闸有人工作”标示牌是否已悬挂　　是 □ 否 □
   停电后高压柜五防锁是否已锁上　　是 □ 否 □

附录 A-3　分厂计划检修结束申请总降送电工作票

编号_____

一　分厂填写

1. 分厂_____
2. 分厂领导_____　　经办人_____
3. 申请送电线路名称_____
   申请送电线路编号_____
4. 申请送电的线路名称与原计划停电线路名称是否一致　　是 □ 否 □
   分厂电气室主进柜接地刀闸是否已断开　　是 □ 否 □
   分厂电气室主进柜接地线是否已全部拆除　　是 □ 否 □
   检修现场人员是否已全部撤离　　是 □ 否 □
   检修现场工器具是否已清点无误　　是 □ 否 □
   “禁止合闸有人工作”标示牌是否已取下　　是 □ 否 □
5. 申请送电时间
   _____年____月____日____时____分

二、设备保全部填写

1. 设备保全部领导_____保全部总降主管_____
2. 操作人（总降值班人）_____
   监护人（分厂经办人）_____
3. 原计划停电工作票编号_____
4. 分厂送电审批人与原计划停电工作票审批人是否为同一人　　是 □ 否 □
   分厂送电经办人与原计划停电工作票经办人是否为同一人　　是 □ 否 □
   申请送电的线路名称与原计划停电线路名称是否一致　　是 □ 否 □
   分厂申请送电时间与原停电工作票中计划送电时是否一致　　是 □ 否 □
   线路名称是否核对无误　　是 □ 否 □
   线路编号是否核对无误　　是 □ 否 □
   总降待送电高压柜接地刀闸是否已断开　　是 □ 否 □
   总降“禁止合闸有人工作”标示牌是否已取下　　是 □ 否 □
   总降真空断路器是否已摇到位　　是 □ 否 □
5. 实际送电时间　　_____年____月____日____时____分
6. 送电后各项数据及运行情况是否正常　　是 □ 否 □
7. 送电正常后高压柜五防锁是否已锁上　　是 □ 否 □
8. 送电后出现的异常情况_____
   _____
   _____。

附录 A-4 分厂故障引起总降跳闸处理完毕申请总降送电工作票

编号_____

一 分厂填写

1. 分厂_____

2. 分厂领导_____ 经办人_____

3. 申请送电线路名称_____

申请送电线路编号_____

4. 申请送电的线路名称与原故障（或事故，下同）跳闸线路名称是否一致 是 □ 否 □

5. 引起总降跳闸原因_____

_____

_____

6. 故障点位于_____

7. 分厂故障线路及其他线路接地刀闸是否已断开 是 □ 否 □

分厂故障线路及其他线路接地线是否已全部拆除 是 □ 否 □

分厂电气室主进柜接地刀闸是否已断开 是 □ 否 □

分厂电气室主进柜接地线是否已全部拆除 是 □ 否 □

检修现场人员是否已全部撤离 是 □ 否 □

检修现场工器具是否已清点无误 是 □ 否 □

“禁止合闸有人工作”标示牌是否已取下 是 □ 否 □

8. 申请送电时间

_____年___月___日___时___分

二、设备保全部填写

1. 设备保全部领导_____保全部总降主管_____

2. 操作人（总降值班人）_____

监护人（分厂经办人）_____

3. 原故障跳闸线路综保显示原因_____

4. 总降电脑显示停电时间 _____年___月___日___时___分

5. 分厂故障原因是否已查清 是 □ 否 □

分厂故障点是否已找到 是 □ 否 □

6. 申请送电的线路名称与原故障跳闸线路名称是否一致 是 □ 否 □

线路名称是否核对无误 是 □ 否 □

线路编号是否核对无误 是 □ 否 □

分厂电气室主进柜接地刀闸是否已断开 是 □ 否 □

分厂电气室主进柜接地线是否已全部拆除 是 □ 否 □

分厂检修现场人员是否已全部撤离 是 □ 否 □

分厂检修现场工器具是否已清点无误 是 □ 否 □

总降待送电高压柜接地刀闸是否已断开 是 □ 否 □

总降“禁止合闸有人工作”标示牌是否已取下 是 □ 否 □

总降真空断路器是否已摇到位 是 □ 否 □

7. 实际送电时间 _____年___月___日___时___分

8. 送电后各项数据及运行情况是否正常 是 □ 否 □

9. 送电正常后高压柜五防锁是否已锁上 是 □ 否 □

10. 送电后出现的异常情况_____

_____

_____。

11. 备注：_____

_____。

附录 A-5 总降 1#主变压器计划检修申请停电工作票

编号_____

1. 工作负责人（监护人）：_____班组_____班

2. 工作组人员：_____等共__人

3. 工作设备双重名称：总降1#主变压器，10kV室内Ⅰ段开关柜。

4. 工作任务

工作地点及设备双重名称	工 作 内 容
室外：1#主变压器GIS负荷侧	绝缘套管检查清扫
室外：1#主变压器	高低压侧绝缘套管检查清扫
	渗油检查
	呼吸器及干燥剂检查
	压力、温度表计检查
	有载调压开关检查
	器体连接螺栓紧固
	瓦斯继电器检查
	储油柜及油位检查
	变压器至室内母线检查
	中性点接地开关装置检查
	绝缘电阻测试
室内：10kV室内Ⅰ段开关柜	各开关柜检查清扫
	母线螺栓紧固
	电缆接线紧固
工作地点及设备双重名称	工作内容
室内：10kV室内Ⅰ段开关柜	真空断路器触头检查
	接地刀闸、电磁锁检查修复
	互感器检查紧固接线
	避雷器、带电显示器检查
	二次回路接线紧固
	二次回路表计检查更换
	二次回路控制元器件检查更换
	消弧柜熔断器、接地接触器检查
	电缆沟检查
	配出柜电缆绝缘电阻测试
室内：1#主变压器继电保护柜	清扫检查
	接线紧固
	更换损坏的元器件
	电缆沟检查

5. 计划工作时间：自_____ 年____ 月____日____时____分

至_____ 年____ 月____日____时____分

6. 安全措施及倒闸操作步骤

6.1 下列由工作票签发人填写

6.1.1 应断开的断路器和隔离开关，包括填写前已断开的断路器和隔离开关（注明编号）

序 号	操 作 项 目
1	检查母联分段柜0830已断开
2	确认母联分段柜0830断路器已摇至试验位置
3	检查并确认母联隔离柜0831小车已摇至试验位置
4	联系各分厂是否可以停电
5	所有分厂回复可以停电

（续）

序 号	操 作 项 目
6	检查 1#主变压器进线柜Ⅰ段主变压器进线 0800 已基本无负荷
7	现场电动合上 1#主变压器 110kV 侧中性点（11159）开关
8	检查 1#主变压器 110kV 侧中性点（11159）开关确已合好
9	断开Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器
10	检查Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器确已断开
11	将Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器摇至试验位置
12	拔下Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器二次插头
13	断开 1#主变压器 110kV 侧 SF_6（111）开关
14	检查 1#主变压器（111）开关确已断开
15	在 1#主变压器 110kV 侧用 1#110kV 验电器验电确无电压
16	断开 1#主变压器负荷侧（1113）隔离开关
17	检查 1#主变压器负荷侧（1113）隔离开关确已断开
18	断开 1#主变压器电源侧（1111）隔离开关
19	检查 1#主变压器电源侧（1111）隔离开关确已断开
6.1.2 应装设的接地线（注明准确位置）	
20	合上 GIS 内母线侧的 11119 接地开关
21	检查 GIS 内母线侧的 11119 接地开关确已合上
22	合上 GIS 内的 11139 接地开关
23	检查 GIS 内的 11139 接地开关确已合上
24	在 1#主变压器 110kV 侧装设一组 110kV 接地线（1#）
25	在 1#主变压器 10kV 侧用 1#10kV 验电器验电确无电压
26	在 1#主变压器 10kV 侧装设一组 10kV 接地线
6.1.3 应设的遮拦、应挂的标示牌（注明准确位置和悬挂方法）	
27	在 1#、2#主变压器之间布置红布幔，两端分别位于 GIS 110kV 夏福线（109）总开关控制柜和 1#、2#主变压器隔离墙，上写“止步，高压危险”。
28	分别在 GIS1#主变压器（111）开关、1#主变压器本体、室内 10kV Ⅰ段主变压器进线 0800 悬挂“禁止合闸有人工作”标示牌。
6.1.4 工作票签发人签名：_____	
6.1.5 收到工作票时间：_____ 年____ 月____日____时____分	
6.1.6 工作许可人签名：_____	

6.2 下列由工作许可人（值班员）填写

6.2.1 已断开的断路器和隔离开关，包括填写前已断开的断路器和隔离开关（注明编号）模拟 ○ 执行 √

序 号	操 作 项 目	○	√
1	检查母联分段柜 0830 已断开		
2	确认母联分段柜 0830 断路器已摇至试验位置		
3	检查并确认母联隔离柜 0831 小车已摇至试验位置		
4	联系各分厂是否可以停电		
5	所有分厂回复可以停电		
6	检查 1#主变压器进线柜Ⅰ段主变压器进线 0800 已基本无负荷		

（续）

序　号	操 作 项 目	○	√
7	现场电动合上 1#主变压器 110kV 侧中性点（11159）开关		
8	检查 1#主变压器 110kV 侧中性点（11159）开关确已合好		
9	断开Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器		
10	检查Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器确已断开		
11	将Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器摇至试验位置		
12	拔下Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器二次插头		
13	断开 1#主变压器 110kV 侧 SF_6（111）开关		
14	检查 1#主变压器（111）开关确已断开		
15	在 1#主变压器 110kV 侧用 1#110kV 验电器验电确无电压		
16	断开 1#主变压器负荷侧（1113）隔离开关		
17	检查 1#主变压器负荷侧（1113）隔离开关确已断开		
18	断开 1#主变压器电源侧（1111）隔离开关		
19	检查 1#主变压器电源侧（1111）隔离开关确已断开		
6.2.2	已装设的接地线（注明准确位置）		
20	合上 GIS 内母线侧的 11119 接地开关		
21	检查 GIS 内母线侧的 11119 接地开关确已合上		
22	合上 GIS 内的 11139 接地开关		
23	检查 GIS 内的 11139 接地开关确已合上		
24	在 1#主变压器 110kV 侧装设一组 110kV 接地线（1#）		
25	在 1#主变压器 10kV 侧用 1#10kV 验电器验电确无电压		
26	在 1#主变压器 10kV 侧装设一组 10kV 接地线（1#）		
6.2.3	已设的遮拦、应挂的标示牌（注明准确位置和悬挂方法）		
27	在 1#、2#主变压器之间布置红布幔，两端分别位于 GIS 110kV 夏福线（109）总开关和 1#、2#主变压器隔离墙，上写“止步，高压危险”		
28	分别在 GIS1#主变压器（111）开关、1#主变压器本体、室内 10kV Ⅰ段主变压器进线 0800 悬挂“禁止合闸有人工作”标示牌		

6.2.4　临近带电设备、补充安全措施及注意事项

临近带电设备：_____

_____

补充安全措施：_____

_____

_____

注意事项：每台 10kV 开关柜检修时都要按摇至试验位置真空断路器、合接地刀闸、验电、放电、挂标识牌先后顺序和步骤进行，先后顺序不能错，五个步骤一个也不能少。

检修 1#主变压器路过 2#主变压器 110kV 高压线下方及 10kV 室外母线下方时应小心，特别是携带梯子等工具时。

是否有附加页：_____

6.2.5　经模拟操作无误 操作人签名：_____　监护人签名：_____工作许可人签名：_____

6.2.6　实际操作无误并执行完毕　操作人签名：_____

监护人签名：_____　工作许可人：_____

7. 上述操作已全部结束，无误。已装设接地线_____
_____共__组
许可开始工作时间：_____ 年____ 月____日____时____分
操作人签名：_____ 监护人签名：_____。
工作许可人签名：_____
8. 工作负责人指定监护人：第一组_____ 负责监护____人
第二组_____ 负责监护____人
第三组_____ 负责监护____人
9. 工作负责人变动：
原工作负责人_____离去，变更_____为负责人。
变动时间：_____ 年____ 月____日____时____分
工作票签发人签名：_____。
工作班人员变动：
原工作班_____离去，由_____顶替参加检修，工作内容及应注意安全事项已交代清楚。
变动时间：_____ 年____ 月____日____时____分
工作负责人签名：_____。
10. 工作票延期：
有效期延长到：_____ 年____ 月____日____时____分
是否已告知本公司生产调度 是 □ 否 □
工作负责人签名：_____ 操作人签名：_____
工作许可人签名：_____。
11. 工作终结：
工作班人员已全部撤离，现场清理完毕。
检修工作于_____ 年____ 月____日____时____分结束。
工作负责人签名：_____工作许可人签名：_____。
现场所有临时遮拦、标示牌已全部拆除，常设遮栏已恢复；
接地线11119 接地开关、11139 接地开关、1#主变压器 110kV 侧一组 110kV 接地线（1#）、1#主变压器 10kV 侧一组 10kV 接地线（1#）共4 组已拆除，本工作票已终结。
值班负责人签名：_____工作许可人签名：_____。
12. 备注：本工作票共__页，其中打印项__页，附加项__页，补充项__页。
13. 检查评价：经检查本票为_____票，存在_____
_____问题，
已向_____指出。

检查人_____
时间_____年__月__日

附录 A-6 总降 1#主变压器计划检修结束申请送电工作票

编号_____

1. 检修工作送电审核：
1.1 工作班人员共__人已全部撤离，已设的遮拦、已挂的标示牌，现场已清理完毕。
1.2 全部检修工作于_____ 年____ 月____日__时____分结束。
1.3 等待拆除的接地线：11119 接地开关、11139 接地开关、1#主变压器 110kV 侧一组 110kV 接地线（1#）、1#主变压器 10kV 侧一组 10kV 接地线（1#）、共4 组。
1.4 工作负责人签名：_____工作许可人签名：_____
值班负责人签名：_____。
2. 工作组人员：×××，×××，×××，×××，×××等共__人。
3. 工作设备双重名称：总降 1#主变压器，10kV 室内Ⅰ段开关柜。
4. 原计划工作时间：自_____ 年____ 月____日____时____分
至_____ 年____ 月____日____时____分。
5. 申请送电时间：_____年____月____日____时____分。
6. 安全措施及倒闸操作步骤

6.1　下列由工作票签发人填写

6.1.1　拆除接地线（注明准确位置）

序　号	操 作 项 目
1	断开 GIS 内母线侧的 11119 接地开关
2	检查 GIS 内母线侧的 11119 接地开关确已断开
3	断开 GIS 内的 11139 接地开关
4	检查 GIS 内的 11139 接地开关确已断开
5	拆除在 1#主变压器 110kV 侧装设的一组 110kV 接地线（1#）
6	拆除在 1#主变压器 10kV 侧装设的一组 10kV 接地线（1#）

说明："检查×××开关（或断路器、刀闸）已断开"，需通过以下三个步骤才算完整：
1. 电脑上×××开关的显示状态，2. 现场控制柜门上的电气显示状态，3. 现场×××开关本体上的机械显示状态。
"检查×××开关（或断路器、刀闸）已合上"，类同。

6.1.2　工作票签发人签名：_____。

6.1.3　收到工作票时间：_____ 年____ 月____日____时____分。

6.1.4　工作许可人签名：_____。

6.2　下列由工作许可人（值班员）填写

6.2.1 操作步骤（注明编号）模拟 ○　执行 √

序　号	操 作 项 目	○	√
1	断开 GIS 内母线侧的 11119 接地开关		
2	检查 GIS 内母线侧的 11119 接地开关确已断开		
3	断开 GIS 内的 11139 接地开关		
4	检查 GIS 内的 11139 接地开关确已断开		
5	拆除在 1#主变压器 110kV 侧装设的一组 110kV 接地线		
6	拆除在 1#主变压器 10kV 侧装设的一组 10kV 接地线		
7	检查 1#主变压器 110kV 侧中性点（11159）开关应处于合好状态，否则手动合上并检查是否接触良好		
8	检查母联分段柜 0830 已断开		
9	确认母联分段柜 0830 断路器已摇至试验位置		
10	确认母联分段柜 0830 断路器二次插头已拔出		
11	检查并确认母联隔离柜 0831 小车已摇至试验位置		
12	确认Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器确已断开		
13	确认Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器已摇至试验位置		
14	确认Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器二次插头已拔出		
15	合上 1#主变压器电源侧（1111）隔离开关		
16	检查 1#主变压器电源侧（1111）隔离开关确已合上		
17	合上 1#主变压器负荷侧（1113）隔离开关		
18	检查 1#主变压器负荷侧（1113）隔离开关确已合上		
19	合上 1#主变压器 110kV 侧 SF_6（111）开关		
20	检查 1#主变压器（111）开关确已合上		
21	检查电压等显示正常		
22	检查 1#主变压器运行正常		
23	合上 10kV Ⅰ段消弧柜 08419 刀闸		

（续）

序 号	操 作 项 目	○	√
24	检查 10kV Ⅰ段消弧柜 08419 已合上		
25	检查 10kV Ⅰ段除消弧柜 08419 外其他全部处于断开状态且真空断路器已摇至试验位置		
26	将Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器摇至工作位置		
27	将Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器二次插头插上并扣牢靠		
28	合上Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器		
29	检查Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器已合上		
30	联系分厂并得到答复Ⅰ段循环水泵房 0810 可以送电		
31	将Ⅰ段循环水泵房 0810 真空断路器摇至工作位置		
32	将Ⅰ段循环水泵房 0810 断路器二次插头插上并扣牢靠		
33	合上Ⅰ段循环水泵房 0810 断路器		
34	检查Ⅰ段循环水泵房 0810 断路器已合上		
35	联系分厂并得到答复Ⅰ段厂前区 0811 可以送电		
36	将Ⅰ段厂前区 0811 真空断路器摇至工作位置		
37	将Ⅰ段厂前区 0811 断路器二次插头插上并扣牢靠		
38	合上Ⅰ段厂前区 0811 断路器		
39	检查Ⅰ段厂前区 0811 断路器已合上		
40	联系分厂并得到答复Ⅰ段预均化 0812 可以送电		
41	将Ⅰ段预均化 0812 真空断路器摇至工作位置		
42	将Ⅰ段预均化 0812 断路器二次插头插上并扣牢靠		
43	合上Ⅰ段预均化 0812 断路器		
44	检查Ⅰ段预均化 0812 断路器已合上		
45	联系分厂并得到答复Ⅰ段生料磨 0813 可以送电		
46	将Ⅰ段生料磨 0813 真空断路器摇至工作位置		
47	将Ⅰ段生料磨 0813 断路器二次插头插上并扣牢靠		
48	合上Ⅰ段生料磨 0813 断路器		
49	检查Ⅰ段生料磨 0813 断路器已合上		
50	联系分厂并得到答复Ⅰ段窑头 0814 可以送电		
51	将Ⅰ段窑头 0814 真空断路器摇至工作位置		
52	将Ⅰ段窑头 0814 断路器二次插头插上并扣牢靠		
53	合上Ⅰ段窑头 0814 断路器		
54	检查Ⅰ段窑头 0814 断路器已合上		
55	联系分厂并得到答复Ⅰ段水泥磨 0815 可以送电		
56	将Ⅰ段水泥磨 0815 真空断路器摇至工作位置		
57	将Ⅰ段水泥磨 0815 断路器二次插头插上并扣牢靠		
58	合上Ⅰ段水泥磨 0815 断路器		
59	检查Ⅰ段水泥磨 0815 断路器已合上		
60	联系分厂并得到答复Ⅰ段余热发电 0816 可以送电		
61	将Ⅰ段余热发电 0816 真空断路器摇至工作位置		
62	将Ⅰ段余热发电 0816 断路器二次插头插上并扣牢靠		
63	合上Ⅰ段余热发电 0816 断路器		
64	检查Ⅰ段余热发电 0816 断路器已合上		

（续）

序　号	操 作 项 目	○	√
65	询问总降检修负责人并得到答复Ⅰ段电容器2　0817可以送电		
66	将Ⅰ段电容器2　0817真空断路器摇至工作位置		
67	将Ⅰ段电容器2　0817断路器二次插头插上并扣牢靠		
68	合上Ⅰ段电容器2　0817断路器		
69	检查Ⅰ段电容器2　0817断路器已合上		
70	询问总降检修负责人并得到答复Ⅰ段电容器1　0818可以送电		
71	将Ⅰ段电容器1　0818真空断路器摇至工作位置		
72	将Ⅰ段电容器1　0818断路器二次插头插上并扣牢靠		
73	合上Ⅰ段电容器1　0818断路器		
74	检查Ⅰ段电容器1　0818断路器已合上		
75	询问总降检修负责人并得到答复Ⅰ段所用变压器　0819可以送电		
76	将Ⅰ段所用变压器0819真空断路器摇至工作位置		
77	将Ⅰ段所用变压器0819断路器二次插头插上并扣牢靠		
78	合上Ⅰ段所用变压器0819断路器		
79	检查Ⅰ段所用变压器0819断路器已合上		
80	检查Ⅰ段所用变压器运行正常		
81	Ⅰ段备用如果未接配出回路，不投		
82	如果正常，锁上所有五防锁		
83	根据供电公司要求，断开1#主变压器110kV侧中性点（11159）开关		

6.2.2　补充安全措施

补充安全措施：_____

_____

_____

是否有补充页：_____

6.2.3　经模拟操作无误 操作人签名：_____ 监护人签名：_____工作许可人签名：_____

6.2.4　实际操作无误并执行完毕　操作人签名：_____

监护人签名：_____　工作许可人：_____

7. 原总降检修停电工作票编号_____。

8. 送电许可工作时间：_____ 年____ 月____日____时____分。

操作人签名：_____工作负责人签名：_____。

9. 送电工作负责人变动：

原工作负责人_____离去，变更_____为负责人。

变动时间：_____ 年____ 月____日____时____分。

工作票签发人签名：_____

10. 送电后各项数据及运行情况是否正常　　是 □　否 □

11. 送电正常后高压柜五防锁是否已锁上　　是 □　否 □

12. 送电后出现的异常情况_____

_____

_____

_____。

13. 送电工作终结：

全部送电工作于_____ 年____ 月____日____时____分结束。

操作人签名：_____工作负责人签名：_____

工作许可人签名：_____。

14. 备注：本工作票共__页，其中打印项__页，补充项__页。

15. 检查评价：经检查本票为_____票，存在_____

_____问题，

已向_____指出。

检查人_____

时间_____年__月__日

附录 A-7 总降 110kV 故障跳闸处理结束申请送电工作票

编号_____

1. 故障情况

1.1 110kV 跳闸开关的名称、编号、时间、原因：

1.1.1 总 GIS 109 开关（110kV 夏福线 109 开关） √

电脑显示跳闸时间_____ 年__月__日__时__分__秒

电脑显示跳闸原因_____

_____

_____。

故障跳闸原因及故障点_____

_____

_____

_____

_____。

1.1.2 1#主变 GIS 111 开关 □

电脑显示跳闸时间_____ 年__月__日__时__分__秒

电脑显示跳闸原因_____

_____。

故障跳闸原因及故障点_____

_____

_____

_____

_____。

1.2.3 2#主变压器 GIS 112 开关 □

电脑显示跳闸时间_____ 年__月__日__时__分__秒

电脑显示跳闸原因_____

_____。

故障跳闸原因及故障点_____

_____

_____

_____

_____。

1.2 10kV 跳闸开关的名称、编号及时间

1.2.1 _____开关

电脑显示跳闸时间_____ 年__月__日__时__分__秒

电脑显示跳闸原因_____

_____

_____

_____

故障跳闸原因及故障点_____

_____

_____

_____。

1.2.2 _____开关

电脑显示跳闸时间_____ 年__ 月__日__时__分__秒

电脑显示跳闸原因_____

_____

_____

故障跳闸原因及故障点_____

_____

_____

_____

_____。

以下以总 GIS 109 开关（110kV 夏福线 109 开关）跳闸为例

2. 现场情况

2.1 工作班人员共__人已全部撤离，已设的遮拦、已挂的标示牌以及工器具已清点无误，现场已清理完毕。

2.2 全部检修工作于_____ 年____ 月____日____时____分结束。

2.3 等待拆除的接地线：1#主变压器 GIS 出线套管 1113 开关侧装设的 1#110kV 接地线、1#主变压器 10kV 侧一组 10kV 接地线（1#）、2#主变压器 GIS 出线套管 1123 开关侧装设的 2#110kV 接地线、2#主变压器 10kV 侧一组 10kV 接地线（2#）、共4 组。

2.4 等待断开的接地开关：总进线 GIS 隔离开关 1093 下侧 10939 接地开关、1#主变压器 GIS 内母线侧的 11119 接地开关、2#主变压器 GIS 内母线侧的 ES41 接地开关共3 组。

3. 工作组人员：×××，×××，×××，×××，×××等共__人。

4. 工作负责人签名：_____工作许可人签名：_____

值班负责人签名：_____。

5. 申请送电时间：_____年____月____日____时____分。

6. 安全措施及倒闸操作步骤

6.1 下列由工作票签发人填写

6.1.1 拆除接地线（注明准确位置）

序 号	操 作 项 目
1	断开 GIS 总进线电源侧的 10939 接地开关
2	检查 GIS 总进线电源侧的 10939 接地开关确已断开
3	断开 1#主变压器 GIS 内母线侧的 11119 接地开关
4	检查 1#主变压器 GIS 内母线侧的 11119 接地开关确已断开
5	拆除在 1#主变压器 GIS 出线套管 1113 开关侧装设的 1#110kV 接地线
6	拆除在 1#主变压器 10kV 侧装设的 1#10kV 接地线
7	断开 2#主变压器 GIS 内母线侧的 ES41 接地开关
8	检查 2#主变压器 GIS 内母线侧的 ES41 接地开关确已断开
9	拆除在 2#主变压器 GIS 出线套管 1123 开关侧装设的 2#110kV 接地线
10	拆除在 2#主变压器 10kV 侧装设的 2#10kV 接地线

说明：“检查×××开关（或断路器、刀闸）已断开”，需通过以下三个步骤才算完整：

1. 电脑上×××开关的显示状态，2. 现场控制柜门上的电气显示状态，3. 现场×××开关本体上的机械显示状态。

“检查×××开关（或断路器、刀闸）已合上”，类同。

6.1.2 工作票签发人签名：_____

6.1.3 收到工作票时间：____ 年____ 月____日____时____分

6.1.4 工作许可人签名：_____

6.2 下列由工作许可人（值班员）填写

6.2.1 操作步骤（注明编号）

序 号	操作项目 （模拟 ○ 执行 √）	○	√
1	断开 GIS 总进线电源侧的 10939 接地开关		
2	检查 GIS 总进线电源侧的 10939 接地开关确已断开		
3	断开 1#主变压器 GIS 内母线侧的 11119 接地开关		
4	检查 1#主变压器 GIS 内母线侧的 11119 接地开关确已断开		
5	拆除在 1#主变压器 GIS 出线套管 1113 开关侧装设的 1#110kV 接地线		
6	拆除在 1#主变压器 10kV 侧装设的 1#10kV 接地线		
7	断开 2#主变压器 GIS 内母线侧的 ES41 接地开关		
8	检查 2#主变压器 GIS 内母线侧的 ES41 接地开关确已断开		
9	拆除在 2#主变压器 GIS 出线套管 1123 开关侧装设的 2#110kV 接地线		
10	拆除在 2#主变压器 10kV 侧装设的 2#10kV 接地线		
11	检查 1#主变压器 110kV 侧中性点（11159）开关应处于合好状态，否则手动合上并检查是否接触良好		
12	检查 2#主变压器 110kV 侧中性点（11259）开关应处于合好状态，否则手动合上并检查是否接触良好		
13	检查母联分段柜 0830 已断开		
14	确认母联分段柜 0830 断路器已摇至试验位置		
15	确认母联分段柜 0830 断路器航空插头已拔出		
16	检查并确认母联隔离柜 0831 小车已摇至试验位置		
17	确认Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器确已断开		
18	确认Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器已摇至试验位置		
19	确认Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器航空插头已拔出		
20	确认Ⅱ段主变压器进线 0802 真空断路器确已断开		
21	确认Ⅱ段主变压器进线 0802 真空断路器已摇至试验位置		
22	确认Ⅱ段主变压器进线 0802 真空断路器航空插头已拔出		
23	合上总 GIS 电源侧（1093）隔离开关		
24	检查总 GIS 电源侧（1093）隔离开关确已合上		
25	合上总 GIS 负荷侧（1091）隔离开关		
26	检查总 GIS 负荷侧（1091）隔离开关确已合上		
27	合上总 GIS SF_6（109）开关		
28	检查总 GIS（109）开关确已合上		
29	检查电压等显示正常		
30	检查 GIS 运行正常		
31	合上 1#主变压器电源侧（1111）隔离开关		
32	检查 1#主变压器电源侧（1111）隔离开关确已合上		
33	合上 1#主变压器负荷侧（1113）隔离开关		
34	检查 1#主变压器负荷侧（1113）隔离开关确已合上		
35	合上 1#主变压器 110kV 侧 SF_6（111）开关		
36	检查 1#主变压器（111）开关确已合上		
37	检查电压等显示正常		

（续）

序　号	操作项目　　（模拟 ○　执行 √）	○	√
38	检查 1#主变压器运行正常		
39	合上 10k Ⅰ段消弧柜 08419 刀闸		
40	检查 10k Ⅰ段消弧柜 08419 已合上		
41	检查 10k Ⅰ段除消弧柜 08419 外其他全部处于断开状态且真空断路器已摇至试验位置		
42	将Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器摇至工作位置		
43	将Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器航空插头插上并扣牢靠		
44	合上Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器		
45	检查Ⅰ段主变压器进线 0800 真空断路器已合上		
46	联系分厂并得到答复Ⅰ段循环水泵房 0810 可以送电		
47	将Ⅰ段循环水泵房 0810 真空断路器摇至工作位置		
48	将Ⅰ段循环水泵房 0810 断路器航空插头插上并扣牢靠		
49	合上Ⅰ段循环水泵房 0810 断路器		
50	检查Ⅰ段循环水泵房 0810 断路器已合上		
51	联系分厂并得到答复Ⅰ段厂前区 0811 可以送电		
52	将Ⅰ段厂前区 0811 真空断路器摇至工作位置		
53	将Ⅰ段厂前区 0811 断路器航空插头插上并扣牢靠		
54	合上Ⅰ段厂前区 0811 断路器		
55	检查Ⅰ段厂前区 0811 断路器已合上		
56	联系分厂并得到答复Ⅰ段预均化 0812 可以送电		
57	将Ⅰ段预均化 0812 真空断路器摇至工作位置		
58	将Ⅰ段预均化 0812 断路器航空插头插上并扣牢靠		
59	合上Ⅰ段预均化 0812 断路器		
60	检查Ⅰ段预均化 0812 断路器已合上		
61	联系分厂并得到答复Ⅰ段生料磨 0813 可以送电		
62	将Ⅰ段生料磨 0813 真空断路器摇至工作位置		
63	将Ⅰ段生料磨 0813 断路器航空插头插上并扣牢靠		
64	合上Ⅰ段生料磨 0813 断路器		
65	检查Ⅰ段生料磨 0813 断路器已合上		
66	联系分厂并得到答复Ⅰ段窑头 0814 可以送电		
67	将Ⅰ段窑头 0814 真空断路器摇至工作位置		
68	将Ⅰ段窑头 0814 断路器航空插头插上并扣牢靠		
69	合上Ⅰ段窑头 0814 断路器		
70	检查Ⅰ段窑头 0814 断路器已合上		
71	联系分厂并得到答复Ⅰ段水泥磨 0815 可以送电		
72	将Ⅰ段水泥磨 0815 真空断路器摇至工作位置		
73	将Ⅰ段水泥磨 0815 断路器航空插头插上并扣牢靠		

（续）

序 号	操作项目 （模拟 ○ 执行 √）	○	√
74	合上Ⅰ段水泥磨 0815 断路器		
75	检查Ⅰ段水泥磨 0815 断路器已合上		
76	联系分厂并得到答复Ⅰ段余热发电 0816 可以送电		
77	将Ⅰ段余热发电 0816 真空断路器摇至工作位置		
78	将Ⅰ段余热发电 0816 断路器航空插头插上并扣牢靠		
79	合上Ⅰ段余热发电 0816 断路器		
80	检查Ⅰ段余热发电 0816 断路器已合上		
81	询问总降检修负责人并得到答复Ⅰ段电容器 2 0817 可以送电		
82	将Ⅰ段电容器 2 0817 真空断路器摇至工作位置		
83	将Ⅰ段电容器 2 0817 断路器航空插头插上并扣牢靠		
84	合上Ⅰ段电容器 2 0817 断路器		
85	检查Ⅰ段电容器 2 0817 断路器已合上		
86	询问总降检修负责人并得到答复Ⅰ段电容器 1 0818 可以送电		
87	将Ⅰ段电容器 1 0818 真空断路器摇至工作位置		
88	将Ⅰ段电容器 1 0818 断路器航空插头插上并扣牢靠		
89	合上Ⅰ段电容器 1 0818 断路器		
90	检查Ⅰ段电容器 1 0818 断路器已合上		
91	询问总降检修负责人并得到答复Ⅰ段所用变压器 0819 可以送电		
92	将Ⅰ段所用变压器 0819 真空断路器摇至工作位置		
93	将Ⅰ段所用变压器 0819 断路器航空插头插上并扣牢靠		
94	合上Ⅰ段所用变压器 0819 断路器		
95	检查Ⅰ段所用变压器 0819 断路器已合上		
96	检查Ⅰ段所用变压器运行正常		
97	Ⅰ段备用如果未接配出回路，不投		
98	断开 2#主变压器电源侧（1121）隔离开关		
99	检查 2#主变压器电源侧（1121）隔离开关确已断开		
100	断开 2#主变压器负荷侧（1123）隔离开关		
101	检查 2#主变压器负荷侧（1123）隔离开关确已断开		
102	断开 2#主变压器 110kV 侧 SF_6（112）开关		
103	检查 2#主变压器（112）开关确已断开		
104	检查电压等显示正常		
105	检查 2#主变压器运行正常		
106	合上 10kV Ⅱ段消弧柜 08429 刀闸		
107	检查 10kV Ⅱ段消弧柜 08429 已合上		
108	检查 10kV Ⅱ段除消弧柜 08429 外其他全部处于断开状态且真空断路器已摇至试验位置		
109	将Ⅱ段主变压器进线 0802 真空断路器摇至工作位置		

（续）

序　号	操作项目　　（模拟 ○　执行 √）	○	√
110	将Ⅱ段主变压器进线 0802 真空断路器航空插头插上并扣牢靠		
111	断开Ⅱ段主变压器进线 0802 真空断路器		
112	检查Ⅱ段主变压器进线 0802 真空断路器已断开		
113	Ⅰ段取水泵房 0820 原作备用，如果未接配出回路，不投		
114	联系分厂并得到答复Ⅱ段保安电源 0821 可以送电		
115	将Ⅱ段保安电源 0821 真空断路器摇至工作位置		
116	将Ⅱ段保安电源 0821 断路器航空插头插上并扣牢靠		
117	断开Ⅱ段保安电源 0821 断路器		
118	检查Ⅱ段保安电源 0821 断路器已断开		
119	联系分厂并得到答复Ⅱ段水泥磨 0822 可以送电		
120	将Ⅱ段水泥磨 0822 真空断路器摇至工作位置		
121	将Ⅱ段水泥磨 0822 断路器航空插头插上并扣牢靠		
122	断开Ⅱ段水泥磨 0822 断路器		
123	检查Ⅱ段水泥磨 0822 断路器已断开		
124	联系分厂并得到答复Ⅱ段余热发电 0823 可以送电		
125	将Ⅱ段余热发电 0823 真空断路器摇至工作位置		
126	将Ⅱ段余热发电 0823 断路器航空插头插上并扣牢靠		
127	断开Ⅱ段余热发电 0823 断路器		
128	检查Ⅱ段余热发电 0823 断路器已断开		
129	联系分厂并得到答复Ⅱ段窑头 0824 可以送电		
130	将Ⅱ段窑头 0824 真空断路器摇至工作位置		
131	将Ⅱ段窑头 0824 断路器航空插头插上并扣牢靠		
132	断开Ⅱ段窑头 0824 断路器		
133	检查Ⅱ段窑头 0824 断路器已断开		
134	联系分厂并得到答复Ⅱ段生料磨 0825 可以送电		
135	将Ⅱ段生料磨 0825 真空断路器摇至工作位置		
136	将Ⅱ段生料磨 0825 断路器航空插头插上并扣牢靠		
137	断开Ⅱ段生料磨 0825 断路器		
138	检查Ⅱ段生料磨 0825 断路器已断开		
139	询问总降检修负责人并得到答复Ⅱ段所用变压器 0826 可以送电		
140	将Ⅱ段所用变压器 0826 真空断路器摇至工作位置		
141	将Ⅱ段所用变压器 0826 断路器航空插头插上并扣牢靠		
142	断开Ⅱ段所用变压器 0826 断路器		
143	检查Ⅱ段所用变压器 0826 断路器已断开		
144	检查Ⅱ段所用变压器运行正常		

（续）

序 号	操作项目 （模拟 ○ 执行 √）	○	√
145	询问总降检修负责人并得到答复Ⅱ段电容器 1 0827 可以送电		
146	将Ⅱ段电容器 1 0827 真空断路器摇至工作位置		
147	将Ⅱ段电容器 1 0827 断路器航空插头插上并扣牢靠		
148	断开Ⅱ段电容器 1 0827 断路器		
149	检查Ⅱ段电容器 1 0827 断路器已断开		
150	询问总降检修负责人并得到答复Ⅱ段电容器 2 0828 可以送电		
151	将Ⅱ段电容器 2 0828 真空断路器摇至工作位置		
152	将Ⅱ段电容器 2 0828 断路器航空插头插上并扣牢靠		
153	断开Ⅱ段电容器 2 0828 断路器		
154	检查Ⅱ段电容器 2 0828 断路器已断开		
155	Ⅱ段备用 0829 如果未接配出回路，不投		
156	如果全部正常，锁上所有五防锁		
157	断开 1#主变压器 110kV 侧中性点（11159）开关		
158	断开 2#主变压器 110kV 侧中性点（11259）开关		

6.2.2 补充安全措施

补充安全措施：_____

_____

_____

是否有补充页：_____

6.2.3 经模拟操作无误 操作人签名：_____ 监护人签名：_____工作许可人签名：_____

6.2.4 实际操作无误并执行完毕 操作人签名：_____

监护人签名：_____ 工作许可人：_____

7. 送电许可工作时间：_____ 年____ 月____日____时____分。

操作人签名：_____工作负责人签名：_____。

8. 送电后各项数据及运行情况是否正常 是 □ 否 □

9. 送电正常后高压柜五防锁是否已锁上 是 □ 否 □

10. 送电后出现的异常情况_____

_____

_____

11. 送电工作终结：

全部送电工作于_____ 年____ 月____日____时____分结束。

操作人签名：_____工作负责人签名：_____

工作许可人签名：_____。

12. 备注：本工作票共__页，其中打印项__页，补充项__页。

13. 检查评价：经检查本票为_____票，存在_____

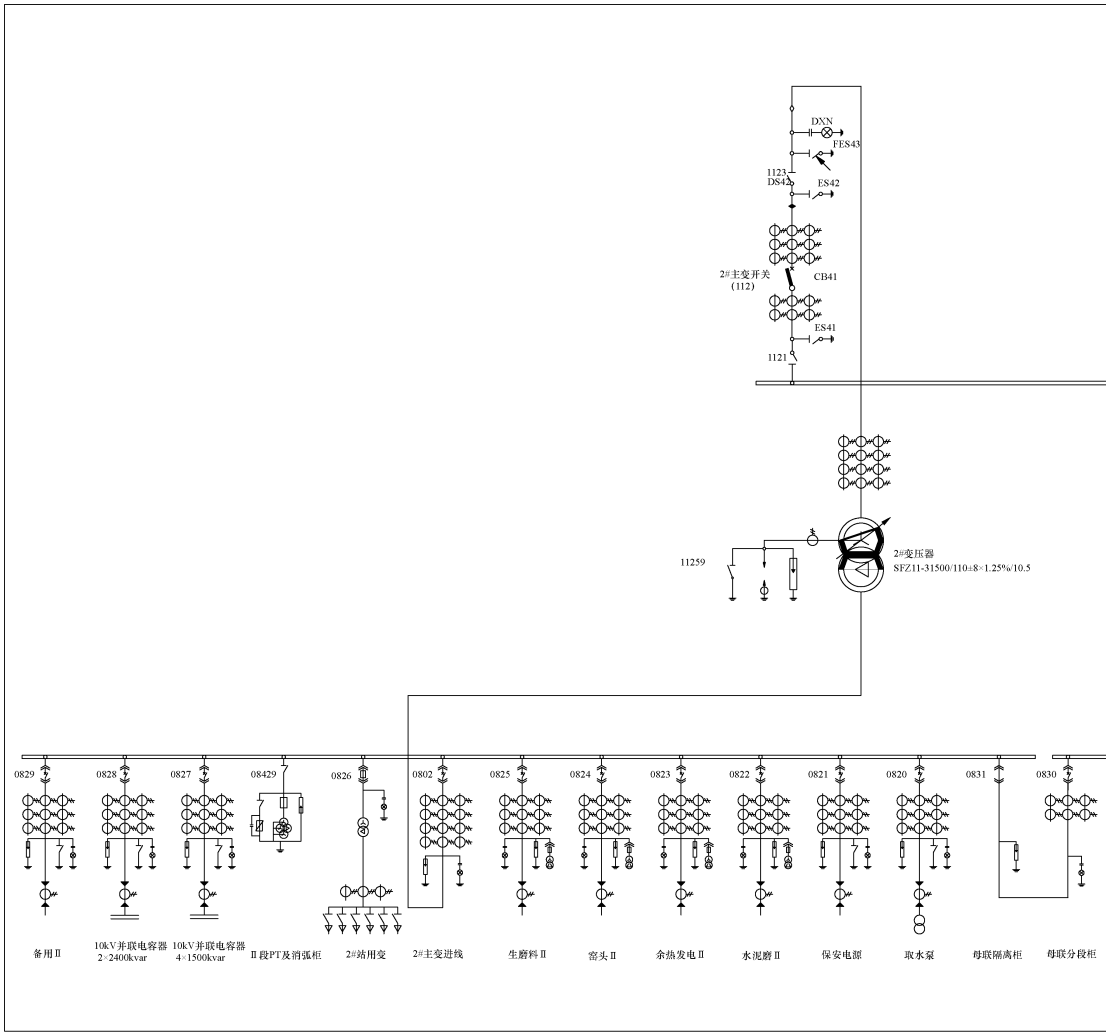
_____问题，

已向_____指出。

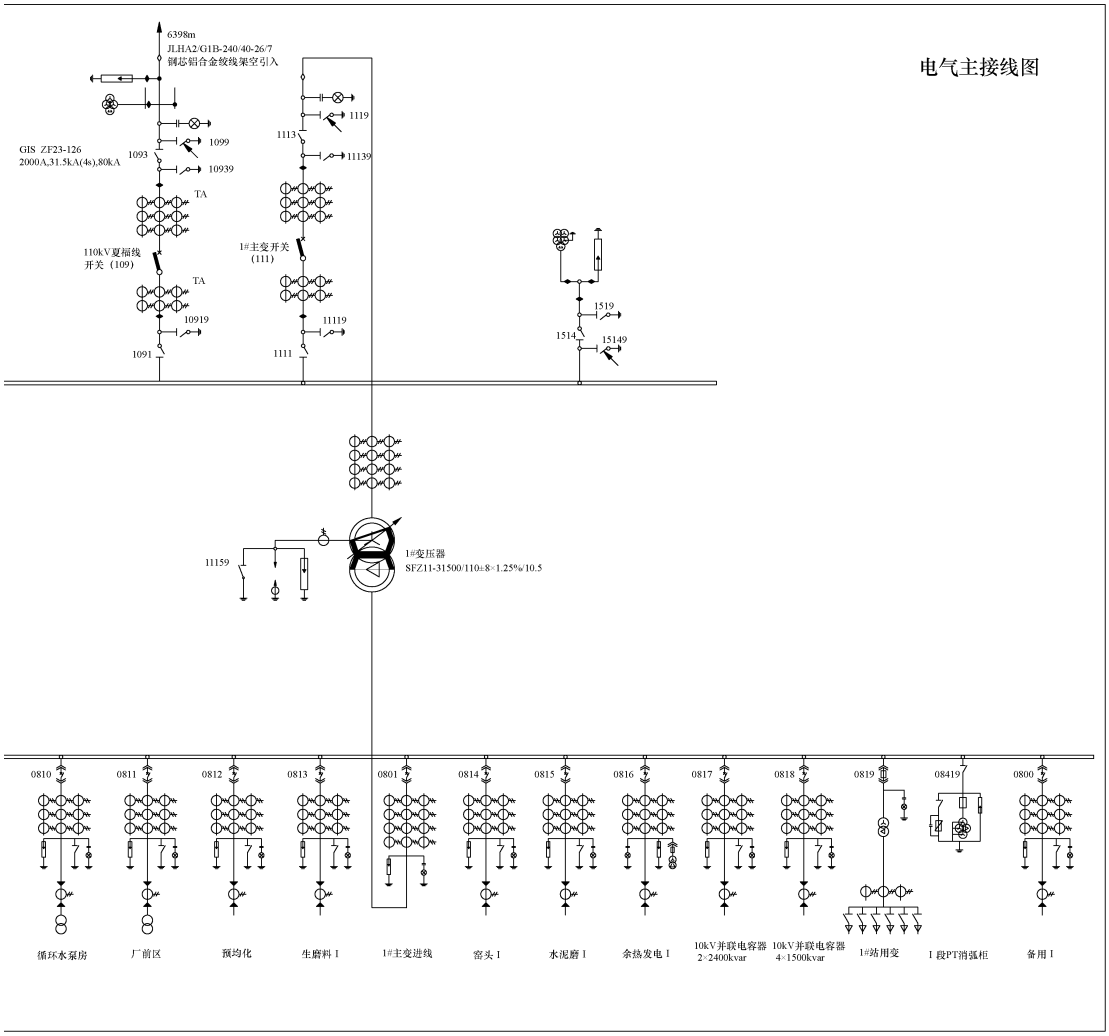
检查人_____

时间_____年__月__日

附录 B　电


DXN
FES43
1123
DS42
ES42
2#主变开关
(112)
CB41
ES41
1121
11259
2#变压器
SFZ11-31500/110±8×1.25%/10.5
0829
0828
0827
08429
0826
0802
0825
0824
0823
0822
0821
0820
0831
0830
备用Ⅱ
10kV并联电容器
2×2400kvar
10kV并联电容器
4×1500kvar
Ⅱ段PT及消弧柜
2#站用变
2#主变进线
生磨料Ⅱ
窑头Ⅱ
余热发电Ⅱ
水泥磨Ⅱ
保安电源
取水泵
母联隔离柜
母联分段柜

气主接线图


电气主接线图
6398m
JLHA2/G1B-240/40-26/7
钢芯铝合金绞线架空引入
GIS ZF23-126
2000A,31.5kA(4s),80kA
1093
1099
10939
TA
110kV夏福线
开关（109）
TA
10919
1091
1113
1119
11139
1#主变开关
（111）
11119
1111
1519
1514
15149
11159
1#变压器
SFZ11-31500/110±8×1.25%/10.5
0810
0811
0812
0813
0801
0814
0815
0816
0817
0818
0819
08419
0800
循环水泵房
厂前区
预均化
生磨料 I
1#主变进线
窑头 I
水泥磨 I
余热发电 I
10kV并联电容器
2×2400kvar
10kV并联电容器
4×1500kvar
1#站用变
I 段PT消弧柜
备用 I

附录 C　200 项常用文件标准目录（表）

序　号	名　　称	备　　注
1	《国家电网公司业扩供电方案编制导则》（国家电网营销［2010］1247 号）	业扩报装，其他法规、标准、文件 11 项见 1.3.2 节
2	《国家电网公司业扩报装管理规则》（国家电网营销［2014］378 号）	
3	《进一步精简业扩手续、提高办电效率的工作意见》（国家电网营销［2015］70 号）	
4	《中国南方电网城市配电网技术导则》（Q/CSG 1 0012—2005）	
5	《中国南方电网有限责任公司业扩管理办法》（Q/CSG 214026—2013）	
6	《中国南方电网公司客户受电工程管理规定》（Q/CSG 214013—2011）	
7	DL/T 782—2001　《110kV 及以上送变电工程启动及验收规程》	
8	《国家电力监管委员会用户受电工程“三指定”行为认定指引》（办稽查［2009］76 号）	
9	《供电营业规则》（1996 年 10 月 8 日中华人民共和国电力工业部第 8 号令）	
10	GB/T 28583—2012《供电服务规范》	供电服务，其他标准，文件 6 项见 1.5 节
11	《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》（电监会第 28 号令）	资质、监理、监理及设计收费
12	《电力工程勘察设计单位资质管理办法》（电建［1995］504 号）	
13	《建设工程监理与相关服务收费管理规定》（发改价格［2007］670 号）	
14	《工程勘察设计收费管理规定》（计价格［2002］10 号）	
15	GB/T 50319—2013《建设工程监理规范》	
16	DL/T 5434—2009《电力建设工程监理规范》	
17	GB 50053—2013《20kV 及以下变电所设计规范》	设计
18	GB 50059—2011　《35kV～110kV 变电站设计规范》	
19	DL/T 5495—2015《35kV～110 kV 户内变电站设计规程》	
20	GB/T 51072—2014《110（66）kV～220kV 智能变电站设计规范》	
21	GB 50060—2008《3～110kV 高压配电装置设计规范》	
22	DL/T 5222—2005《导体和电器选择设计技术规定》	
23	GB/T 50062—2008《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》	
24	GB 50057—2010《建筑物防雷设计规范》	
25	DL/T 5725—2015　《35kV 及以下电力用户变电站建设规范》	施工质量
26	《建设工程质量管理条例》（国务院令第 279 号）2000 年 1 月 30 日	
27	GB 50303—2002《建筑电气工程施工质量验收规范》	
28	GB 50300—2013《建筑施工质量验收统一标准》	
29	DL/T 1362—2014《输变电工程项目质量管理规程》	
30	《输变电工程质量通病防治工作要求及技术措施》（国网基建质量［2010］19 号）	
31	《电力建设工程施工质量监理管理办法》（国网基建［2010］166 号）	
32	《输变电工程安全通病及防治措施》国家电网公司 2011.8	
33	《电力负荷控制装置装用管理办法》（能源电［1992］931 号）	负控装置
34	《电力负荷控制实用化考核验收标准》（能源电［1992］931 号）	
35	《电力需求侧管理办法》（发改运行［2010］2643 号）	
36	DL/T 533—2007《电力负荷管理终端》	
37	GB/T 15148—2008《电力负荷管理系统技术规范》	

（续）

序 号	名 称	备 注
38	GB/T 14549—1993《电能质量 公用电网谐波》	电能质量，其他 21 项标准见 14. 4. 3 节
39	GB/T 19862 —2005 《电能质量监测设备通用要求》	
40	DL/T 586—2008《电力设备监造技术导则》	监造技术监督，其他 12 项标准见 2. 9. 2 节
41	GB 50147—2010《电气装置安装工程 高压电器施工及验收规范》	安装验收
42	GB 50148—2010《电气装置安装工程 电力变压器、油浸电抗器、互感器施工及验收规范》	
43	GB 50149—2010 《电气装置安装工程 母线装置施工及验收规范》	
44	GB 50150—2006 《电气装置安装工程 电气设备交接试验标准》	
45	GB 50168—2006《电气装置安装工程 电缆线路施工及验收规范》	
46	GB 50169—2006《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》	
47	GB 50170—2006《电气装置安装工程 旋转电机施工及验收规范》	
48	GB 50171—2012 《电气装置安装工程 盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》	
49	GB 50172—2012《电气装置安装工程 蓄电池施工及验收规范》	
50	GB 50173—2014《电气装置安装工程 66kV 及以下架空电力线路施工及验收规范》	
51	GB 50252—2010《工业安装工程施工质量验收统一标准》	
52	GB 50254—2014《电气装置安装工程 低压电器施工及验收规范》	
53	GB 50255—2014《电气装置安装工程 电力变流设备施工及验收规范》	
54	GB 50256—2014《电气装置安装工程 起重机电气装置施工及验收规范》	
55	GB 50257—2014《电气装置安装工程 爆炸和火灾危险环境电气装置施工及验收规范》	
56	GB 50575—2010《1kV 及以下配线工程施工及验收规范》	
57	GB 50233—2014 《110～750kV 架空输电线路施工及验收规范》	
58	《输变电工程建设 标准强制性条文实施指南》（2013 年版 ）	
59	Q/GDW 248—1，5，7 《电气施工强制性条文实施管理规程》	
60	GB 50194—2014《建设工程施工现场供用电安全规范》	安全
61	DL 5009. 1—2014《电力建设安全工作规程 第 1 部分：火力发电》	
62	DL 5009. 2—2013《电力建设安全工作规程 第 2 部分：电力线路》	
63	DL 5009. 3— 2013《电力建设安全工作规程 第 3 部分：变电站》	
64	GB 2893—2008《安全色》	
65	GB 2894—2008《安全标志及其使用导则》	
66	GB/T 2900. 18—2008《电工术语 低压电器》	安全电压
67	GB/T 2900. 50—2008《电工术语 发电、输电及配电 通用术语》	
68	GB/T 3805—2008《特低电压（ELV）限值》	
69	GB/T 4776—2008《电气安全术语》	
70	GB/T 18379—2001《建筑物电气装置的电压区段》	
71	《国家电网调度控制管理规程》（国家电网公司 2014 年 12 月）	管理规范
72	DL/T 969—2005《变电站运行导则》	
73	《变电站管理规范》（国家电网公司 2006. 6）	
74	《电网调度及变电运行交接班标准》（中国南方电网）	
75	Q/CSG 2 1002—2008《110kV 及以上变电站运行管理标准》（中国南方电网公司）	
76	《电网企业安全生产标准化规范及达标评级标准》（国家电力监管委员会 二〇一二年十月）	
77	《发电企业安全生产标准化规范及达标评级标准》（国家电力监管委员会 二〇一一年八月）	

（续）

序　号	名　　称	备　　注
78	DL/T 1475—2015《电力安全工器具配置与存放技术要求》	安规
79	DL/T 1476—2015《电力安全工器具预防性试验规程》	
80	Q/GDW 1799. 1—2013《电力安全工作规程　第 1 部分：变电部分》	
81	Q/GDW 1799. 2—2013　《电力安全工作规程　第 2 部分：线路部分》	
82	GB 26859—2011《电力安全工作规程　电力线路部分》	
83	GB 26860—2011《电力安全工作规程　发电厂和变电站电气部分》	
84	DL5027—2015《电力设备典型消防规程》	消防，其他法规 5 项见 7. 12. 1 章节
85	GB 50140—2005《建筑灭火器配置设计规范》	
86	GB 50016—2014《建筑设计防火规范》	
87	GB 50229—2006《火力发电厂与变电站设计防火规范》	
88	GB 50116—2013《火灾自动报警系统设计规范》	
89	GB 25201—2010《建筑消防设施的维护管理》	
90	GB 8109—2005《推车式灭火器》	
91	GB 4351. 1—2005《手提式灭火器　第 1 部分：性能和结构要求》	
92	GB 4396—2005《二氧化碳灭火剂》	
93	GB 4968—2008　《火灾分类》	
94	GB 20128—2006　《惰性气体灭火剂》	
95	GB 18614—2012　《七氟丙烷（HFC227ea）灭火剂》	
96	GB 50444—2008《建筑灭火器配置验收及检查规范》	
97	GB/T 5907. 1—2014《消防词汇　第 1 部分：通用术语》	
98	GB 50370—2005　《气体灭火系统设计规范》	
99	GB 50261—2005《自动喷水灭火系统施工及验收规范》	
100	GB 50166—2007　《火灾自动报警系统施工及验收规范》	
101	《关于颁发电、热价格的通知》［水电财字（1975）67 号 ］的《电价说明部分》	电价
102	《关于印发电价改革方案的通知》（国办发［2003］62 号）	
103	《关于印发电价改革实施办法的通知》（发改价格［2005］514 号）附件三《销售电价管理暂行办法》	
104	《关于调整销售电价分类结构有关问题的通知》（发改价格［2013］973 号）	
105	《关于颁发功率因数调整电费办法的通知》（［83］水电财字第 215 号文）	
106	《国家重大水利工程建设基金征收使用管理暂行办法》（财综［2009］90 号）	
107	《大中型水库移民后期扶持基金征收使用管理暂行办法》（财综［2006］29 号）	
108	《国务院关于完善大中型水库移民后期扶持政策的意见》（国发［2006］17 号）	
109	《农网还贷资金征收使用管理办法》（财企［2001］820 号 ）	
110	《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格［2006］7 号）	
111	《可再生能源电价附加标准与环保电价有关事项》（发改价格［2013］1651 号）	
112	《关于农村电网维护费征免增值税问题的通知》（国税函［2009］591 号）	

（续）

序 号	名 称	备 注
113	《国家发改委国家电监会关于进一步落实差别电价及自备电厂收费政策问题的通知》（发改电［2004］159 号）	余热余压发电
114	《国务院批转发展改革委、能源办关于加快关停小火电机组若干意见的通知》（国发［2007］2 号）	
115	《国家发改委国家电监会国家能源局关于规范电能交易价格管理等有关问题的通知》（发改价格［2009］2474 号）	
116	《关于规范水泥窑低温余热发电机组并网运营的意见》（电监市场［2012］65 号）	
117	《关于征收国家重大水利工程建设基金有关问题的通知》（财综［2010］97 号）	
118	《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》（财综［2011］115 号）	
119	Q/GDW 11045—2013《余热余压发电项目节约电力电量测量与验证规范》	
120	DL/T 741—2010《架空输电线路运行规程》	架空线，设计规范 2 项见 10. 13. 3 节
121	《110（66）kV～550kV 架空输电线路运行规范》（国家电网公司）	
122	DL/T 1253—2013《电力电缆线路运行规程》	电缆，设计规范 1 项见 10. 13. 3 节
123	Q/GDW 512—2010《电力电缆线路运行规程》	
124	Q/GDW 448—2010《气体绝缘金属封闭开关设备状态评价导则》	状态评价、状态检修，其他 38 项标准见 9. 1. 2 节
125	GB 7674—2008 《额定电压 72. 5kV 及以上气体绝缘金属封闭开关设备》	GIS
126	DL/T 603—2006 《气体绝缘金属封闭开关设备运行及维护规程》	
127	DL/T 617—2010 《气体绝缘金属封闭开关技术条件》	
128	DL/T 618—2011 《气体绝缘金属封闭开关设备现场交接试验规程》	
129	DL/T 728—2013《气体绝缘金属封闭开关设备选用导则》	
130	DL/T 555—2004《气体绝缘金属封闭开关设备现场耐压及绝缘试验导则》	
131	DL/T 593—2006《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》	断路器
132	GB 1984—2014 《高压交流断路器》	
133	《高压开关设备运行规范》（国家电网生技［2005］172 号）	
134	GB/T 11022—2009 《高压开关设备和控制设备标准的共用技术要求》	
135	DL/T 615—2013《高压交流断路器参数选用导则》	
136	DL/T 402—2007 《高压交流断路器订货技术条件》	
137	GB 1985—2004 《高压隔离开关和接地开关》	隔离开关
138	DL/T 486—2010 《高压交流隔离开关和接地开关》	
139	DL/T 727—2013 《互感器运行检修导则》	互感器
140	《110（66）kV～500kV 互感器运行规范》（国家电网公司）	
141	GB 1207—2006 《电磁式电压互感器》	
142	GB 1208—2006 《电流互感器》	
143	DL/572—2010《电力变压器运行规程》	变压器，其他 58 项标准见 10. 5. 7 节
144	DL/573—2010《电力变压器检修导则》	
145	GB/T 12944—2011《高压穿墙瓷套管》	套管
146	GB/T 13026—2008《交流电容式套管型式与尺寸》	
147	DL/T 865—2004 《126kV～550kV 电容式瓷套管技术规范》	

（续）

序　号	名　　称	备　　注
148	《72.5kV 及以上电压等级支柱瓷绝缘子运行规范》（国家电网公司）	绝缘子
149	GB/T 772—2005《高压绝缘子瓷件技术条件》	
150	《110（66）kV～750kV 避雷器运行规范》（国家电网公司）	避雷器
151	DL/T 804—2014　《交流电力系统金属氧化物避雷器使用导则》	
152	GB 11032—2010《交流无间隙金属氧化物避雷器》	
153	GB/T 28547—2012《交流金属氧化物避雷器选择和使用导则》	
154	GB 311.1—2012　《绝缘配合　第1部分：　定义、原则和规则》	中性点接地方式、过电压保护及绝缘配合
155	GB/T 311.2—2013　《绝缘配合　第2部分：　使用导则》	
156	GB/T 50064—2014《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》	
157	《输变电设备防雷工作管理规定》（国家电网公司）	防雷
158	DL/T 404—2007　《3.6kV～40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备》	高压柜
159	GB 3906—2006　《3.6kV～40.5kV 交流金属封闭开关设备和控制设备》	
160	《高压并联电容器装置运行规范》（国家电网公司）	电容器
161	DL/T 604—2009《高压并联电容器装置使用技术条件》	
162	DL/T 840—2003《高压并联电容器使用技术条件》	
163	DL/T 1298—2013《静止无功补偿装置运行规程》	
164	《10kV～66kV 干式电抗器运行规范》（国家电网公司）	电抗器
165	《10kV～66kV 消弧线圈装置检修规范》（国家电网公司）	消弧线圈
166	《10kV～66kV 消弧线圈装置运行规范》（国家电网公司　2005.3）	
167	DL/T 724—2000《电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程》	直流电源系统
168	《南方电网直流电源系统运行维护管理办法》（中国南方电网公司）	
169	《直流电源系统运行规范》（国家电网公司）	
170	Q/CSG 10703—2007《接地装置运行维护规程》	接地
171	GB/T 50065—2011《交流电气装置的接地设计规范》	
172	DL/T 1054—2007《高压电气设备绝缘技术监督规程》	绝缘
173	DL/T 596—1996《电力设备预防性试验规程》	试验
174	DL/T 393—2010　《输变电设备状态检修试验规程》	
175	Q/GDW 1168—2013　《输变电设备状态检修试验规程》	
176	《国家电网公司防止电气误操作安全管理规定》（国家电网安检［2006］904号）	五防
177	GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》	继电保护
178	DL/T 587—2007《微机继电保护装置运行管理规程》	
179	DL/T 584—2007　《3kV～110kV 电网继电保护装置运行整定规程》	
180	DL/T 995—2006《继电保护和电网安全自动装置检验规程》	
181	Q/GDW 267—2009《继电保护和电网安全自动装置现场工作保安规定》	
182	《防止电力生产事故的二十五项重点要求》（国能安全［2014］161号）	反措
183	《防止电力生产重大事故的二十五项重点要求　继电保护实施细则》（国电调［2002］138号）	
184	《十八项电网重大反事故措施（修订版）》（2011年12月　国网公司）	
185	Q/GDW 3801～7—2009　《电力用户用电信息采集系统管理规范》	通信
186	DL/T 544—2012《电力通信运行管理规程》	
187	DL/T 547—2010《电力系统光纤通信运行管理规程》	

（续）

序 号	名 称	备 注
188	GB/T 17215.322—2008 《交流电测量设备 特殊要求 第22部分：静止式有功电能表（0.2S级和0.5S级）》	计量，其他18项标准详见14.4.1节
189	DL/T 448—2015《电能计量装置技术管理规程》	
190	《安全生产事故隐患排查治理管理办法》（国家电网公司）	安全隐患与缺陷
191	《安全生产隐患排查治理实施细则（试行）》（南方电网公司2012.10）	
192	Q/CSG 10701—2007《输变电站设备缺陷管理标准》	
193	《继电保护设备缺陷管理办法》（南方电网公司）	
194	《变电一次设备标准缺陷库》（国家电网公司）	
195	Q/GDW 745—2012《配电网设备缺陷分类标准》	
196	《设备标准缺陷知识库》（南方电网公司2007.11）	
197	DL/T 1430—2015《变电设备在线监测系统技术导则》	在线监测，其他16项标准详见14.3.3节
198	Q/GDW 750—2012 《智能变电站运行管理规范》	智能变电站，其他18项标准详见14.1.2节
199	Q/GDW 751—2012 《变电站智能设备运行维护导则》	
200	《无人值守变电站运维管理规定》（国家电网公司2014年8月）	

注：Q/GDW——国家电网公司企业标准代号；Q/CSG——南方电网公司企业标准代号。

参 考 文 献

[1] 全国电压电流等级和频率标准化技术委员会，欧盟—亚洲电能质量项目中国合作组．电能质量国家标准应用指南［M］．北京：中国标准出版社，2009.

[2] 王兆安，杨君，刘进军，等．谐波抑制和无功功率补偿［M］．2 版．北京：机械工业出版社，2006.

[3] 王孔良，李珞新，祝晓红，等．用电管理［M］．3 版．北京：中国电力出版社，2007.

[4] 王晴．怎样填写与使用电气工作票、操作票［M］．北京：中国电力出版社，2006.

[5] 胡景生．变压器能效与节电技术［M］．北京：机械工业出版社，2007.

[6] 平绍勋，周玉芳．电力系统中性点接地方式及运行分析［M］．北京：中国电力出版社，2010.

[7] 机械工程手册　电机工程手册编辑委员会．电机工程手册：第 4 卷　输变电、配电设备卷［M］．2 版．北京：机械工业出版社，1997.

[8] 中国电气工程大典编辑委员会．中国电气工程大典［M］．北京：中国电力出版社，2010.

[9] 中国电力百科全书编辑委员会，中国电力百科全书编辑部．中国电力百科全书：输电与配电卷［M］．3 版．北京：中国电力出版社，2014.

[10] 杨中朝，熊玉佳．110 千伏及以下变电站运行标准化工作手册［M］．西安：西安电子科技大学出版社，2012.

[11] 张士庭，魏彦乐，刘江绍．县级无人值班变电站运行与管理［M］．武汉：华中科技大学出版社，2015.

本书详细介绍了企业变电站的建设流程、标准、管理制度，全面系统编制了企业变电站运维管理所需的各项制度和操作规程。

本书分上下两篇，共14章。上篇为建设篇，包括第1~4章，内容有变电站建设的流程、办理各流程手续时应注意的事项、变电站设备安装与验收相关标准摘录，以及变电站建设、验收、启动等阶段的管理制度。下篇为运维管理篇，包括第5~14章，内容有岗位职责、安全管理、运行管理、设备管理、设备运行操作规程、系统异常及事故处理规程、技术管理、培训管理、智能变电站新技术新设备等变电站投运后的各种管理制度、操作规程。

本书从用户管理角度考虑，编写过程中参阅了近700项标准和文件，追根溯源，内容全面系统，操作性强，大部分制度条款读者可直接拿来使用。本书可满足10～220kV企业变电站（用户站）建设与运行维护管理方面技术人员的需要，也可供变电站安装施工、监理、培训等人员使用，还可供高职院校师生、电力系统变电站建设及运行管理人员参考。



地址：北京市百万庄大街22号
邮政编码：100037
电话服务
服务咨询热线：010-88361066
读者购书热线：010-68326294
010-88379203
网络服务
机工官网：www.cmpbook.com
机工官博：weibo.com/cmp1952
金书网：www.golden-book.com
教育服务网：www.cmpedu.com
封面无防伪标均为盗版

机械工业出版社微信公众号　机械工业出版社E视界

上架指导 工业技术/电气工程/变电站

ISBN 978-7-111-53578-2

策划编辑◎付承桂 / 封面设计◎马精明

ISBN 978-7-111-53578-2

9 787111 535782 >

定价：129.00元